



POR LA CUAL SE HACEN UNOS AJUSTES Y SE COMPILA LA RESOLUCIÓN CREG 152 DE 2017

**Por la cual se establecen reglas
complementarias para el desarrollo de la
infraestructura de importación de gas del
Pacífico incluida en el plan de abastecimiento de
gas natural**

DOCUMENTO CREG - 102 007
05 DE AGOSTO DE 2022

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

CONTENIDO

1.	ANTECEDENTES	5
2.	INFORMACIÓN GENERAL.....	7
3.	DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	8
4.	OBJETIVO GENERAL.....	10
5.	ALTERNATIVAS Y ANÁLISIS	10
5.1	Alternativa 1. No modificar las disposiciones vigentes en la resolución CREG 152 de 2017 y sus modificatorias.....	10
5.2	Alternativa 2. Ajustar las disposiciones vigentes en la resolución CREG 152 de 2017 y compilarlas	10
6.	CONSULTA PÚBLICA.....	10
7.	PROPUESTAS DEFINITIVAS.....	12
7.1	Sobre las definiciones	12
7.2	Sobre las compras de gas permitidas al adjudicatario	12
7.3	Sobre la presentación de la oferta económica	12
7.4	Sobre el ingreso regulado por fecha anticipada de entrada en operación.....	13
7.5	Sobre las compensaciones por indisponibilidad.....	13
7.6	Otras modificaciones.....	13
8.	IMPACTOS ESPERADOS DE LA PROPUESTA	14
9.	INDICADORES DE SEGUIMIENTO.....	14
	ANEXO 1 ANÁLISIS DE COMENTARIOS RECIBIDOS.....	4
1.	COMENTARIOS DE CARÁCTER GENERAL	4
1.1	ACOLGÉN.....	4
1.2	ACP.....	6
1.3	CANACOL.....	9
1.4	ECOPETROL	10
1.5	EPM	13
1.6	GASES DE OCCIDENTE	15
1.7	INVERCOLSA	19
1.8	NATURGÁS	19
1.9	TGI	21
2.	ARTÍCULO 3 “Definiciones”	22

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 2

2.1	EPM	22
2.2	PROMIGÁS S.A E.S.P.	22
3.	ARTÍCULO 4 “Servicios asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico”	23
3.1	EPM	23
3.2	PROMIGÁS S.A E.S.P.	23
3.3	TGI	24
4.	ARTÍCULO 5 “Participantes en el proceso de selección para ejecutar la infraestructura de importación de gas del Pacífico”	25
4.1	PROMIGÁS S.A E.S.P.	25
5.	ARTÍCULO 6 “Obligaciones del adjudicatario”	26
5.1	CANACOL	26
5.2	CNO - GAS	26
5.3	PROMIGÁS S.A. E.S.P	27
6.	ARTÍCULO 7 “Ingreso anual esperado, IAE”	28
6.1	PROMIGÁS S.A. E.S.P.	28
7.	ARTÍCULO 8 “Remuneración de la infraestructura de importación de gas del Pacífico”	29
7.1	EPM	29
8.	ARTÍCULO 10 “Suscripción de contratos y garantías de cumplimiento”	30
8.1	CANACOL	30
9.	ARTÍCULO 11 “Asignación de los servicios asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico”	30
9.1	EPM	30
10.	ARTÍCULO 12 “Ingreso regulado por fecha anticipada de entrada en operación de la infraestructura de importación del gas del pacífico”	31
10.1	PROMIGÁS S.A. E.S.P.	31
11.	ARTÍCULO 13 “Ingreso regulado durante la operación parcial anticipada de la infraestructura de importación del gas del pacífico”	32
11.1	PROMIGÁS S.A. E.S.P.	32
11.2	TGI	33
12.	ARTÍCULO 14 “Compensaciones por indisponibilidad”	34
12.1	TGI	34

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 3

ANEXO 2 FORMULARIO DE COMPETENCIA SIC	35
---	----

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 4

POR LA CUAL SE HACEN UNOS AJUSTES Y SE COMPILA LA RESOLUCIÓN CREG 152 DE 2017

1. ANTECEDENTES

El 26 de mayo de 2015 se profirió el Decreto 1073 de 2015, por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, el cual con posterioridad fue adicionado mediante la expedición del Decreto 2345 de 2015, *“Por el cual se adiciona el decreto único reglamentario del sector administrativo de minas y energía, Decreto 1073 de 2015, con lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas natural”*.

El artículo 5 del Decreto 2345 de 2015, que a su vez modifica el Artículo 2.2.2.2.29 del Decreto Único Reglamentario del sector administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015, delega en la CREG la expedición de la regulación aplicable a los proyectos incluidos en el plan de abastecimiento de gas natural, la definición de los mecanismos necesarios para el desarrollo de los proyectos por los transportadores o por mecanismos abiertos y competitivos, la metodología de remuneración y las obligaciones de los agentes en la ejecución de proyectos.

Con posterioridad, mediante la expedición de la Resolución 4 0052 del 18 de enero de 2016 por parte del Ministerio de Minas y Energía, se desarrolló el Artículo 2.2.2.2.28 del Decreto 1073 de 2015, modificado por el Artículo 4 del Decreto 2345 de 2015, relacionado con el Plan de Abastecimiento de Gas Natural.

Mediante la Resolución 4 0006 del 4 de enero de 2017 el Ministerio de Minas y Energía adoptó el *“Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural”*.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas publicó el 24 de julio de 2017 la Resolución 107 de 2017, *Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural* y como su epígrafe lo indica, su objeto consistió en establecer mecanismos centralizados dentro de los cuales se debe adelantar la ejecución de proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural, o del plan transitorio de abastecimiento de gas natural, adoptado por el Ministerio de Minas y Energía, aplicada a todos los participantes del mercado de gas natural, a los interesados en participar en los procesos de selección y a los demás agentes y usuarios beneficiarios del servicio de gas natural.

En el Parágrafo 3 del Artículo 5 de la Resolución CREG 107 de 2017 se establece que *“En Resolución aparte la CREG podrá adoptar regulación complementaria para ejecutar proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural, o del plan transitorio de abastecimiento de gas natural, que por sus características requieran desarrollo regulatorio adicional al establecido en la presente Resolución”*. A partir de lo anterior, se expidió la Resolución CREG 152 del 23 de octubre de 2017, la cual tiene por objeto establecer procedimientos particulares que deben aplicarse en la ejecución mediante procesos de selección de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 5

en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural adoptado por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40006 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

En el proceso de revisión regulatoria se observó que la disposición contenida inicialmente en el Artículo 5 de la Resolución CREG 152 de 2017 resultó restrictiva y en consecuencia concluyó que podía limitar el número potencial de participantes en el proceso de selección, ejecución y puesta en operación de la infraestructura de importación del pacífico. Como consecuencia de lo anterior se expidió la Resolución CREG 113 del 2 de agosto de 2018, modificando el Artículo 5 respecto a los participantes en el proceso de selección para la infraestructura de importación de gas del Pacífico.

La Unidad de Planeación Minero Energética identificó, en el documento “Análisis de Abastecimiento y Confiabilidad del Sector Gas Natural” de julio de 2018, la necesidad de incluir un inventario mínimo como parte del almacenamiento de gas natural licuado de los servicios asociados a la planta de regasificación, con el fin de contar con un volumen interno de inventario con el cual se pueda contar en caso de contingencias como aspecto de confiabilidad, se hace necesario incluir el manejo de dicho inventario por parte del adjudicatario y de los agentes que hagan uso del mismo.

Mediante la Resolución 40304 del 15 de octubre de 2020 el Ministerio de Minas y Energía adoptó el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, con base en el *Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2019 – 2028* elaborado por la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

En el numeral 1.2 del artículo 1 de la resolución en mención, se incluye la fecha de entrada de la infraestructura de importación de gas del Pacífico, así:

Número	Proyecto	Año y mes de entrada en operación
vii	Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico	58 meses contados a partir de la selección del inversionista de este proyecto.

En el literal c) del subnumeral romano vii) del numeral 1.2 de la Resolución 40304 de 2020 del Ministerio de Minas y Energía, se establece lo siguiente: “*Lo anterior sin perjuicio de la fecha que se establezca como fecha anticipada de entrada en operación, la cual no podrá ser posterior a diciembre de 2024*”.

En el Artículo 2 de dicha Resolución se estableció que: “*La Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG incluirá en la regulación a la que se refiere el artículo 2.2.2.2.29 y siguientes del Decreto 1073 de 2015, mecanismos para incentivar el cumplimiento de fechas anticipadas de entrada en operación de todos los proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural*”. En su Artículo 4, de manera expresa, se deroga la Resolución 4 0006 de 2017, que contenía el Plan de Abastecimiento de Gas transitorio.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 6

Mediante la Circular Externa No. 000044 del 29 de octubre de 2020 la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME publicó los documentos de Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública UPME GN No. 01 – 2020, la cual tiene por objeto la “SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ALMACENAMIENTO DE GNL, REGASIFICACIÓN, TRANSPORTE DE GAS NATURAL Y SERVICIOS ASOCIADOS DE LA INFRAESTRUCTURA DE IMPORTACIÓN DE GAS DEL PACÍFICO.”

Mediante la Circular externa No. 000059 del 22 de octubre de 2021, la UPME publicó el acta de cierre del proceso UPME GN No. 01-2020 anteriormente señalado, en la que se declara desierta la Convocatoria Pública UPME GN No. 01-2020 y menciona que podrá iniciar un nuevo proceso de selección. Se precisa en dicha acta que se recibieron solicitudes de usuario y contraseña por parte de siete (7) interesados y que, vencido el plazo para la presentación de Sobres No. 1 y 2, se encontró que ninguno de los usuarios activados en la Plataforma Tecnológica presente Sobres No. 1 y 2.

El Ministerio de Minas y Energía publicó el 3 de agosto de 2022 la Resolución 40281 de 2022, mediante la que se modifica la fecha de puesta en operación de algunos proyectos relacionados en la Resolución 40304 de 2020. Con respecto del proyecto de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico, en su Artículo 1 se incluyó lo siguiente:

“2. Proyectos que no se encuentran embebidos en la infraestructura de un sistema de transporte existente:

vii) Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico

- **Planta de Regasificación del Pacífico ubicada en la Bahía de Buenaventura Valle del Cauca:** 58 meses contados a partir de la selección del Inversionista de este proyecto. Esta fecha no podrá ser anterior a abril de 2026.
- **Gasoducto desde la Planta de Regasificación ubicada en la Bahía de Buenaventura, hasta un punto de entrega al Sistema Nacional de Transporte ubicado en el límite geopolítico del municipio de Yumbo – Valle del Cauca:** 58 meses contados a partir de la selección del Inversionista de este proyecto. Esta fecha no podrá ser anterior a abril de 2026.”

2. INFORMACIÓN GENERAL

La Resolución CREG 152 de 2017 tiene por objeto establecer procedimientos particulares que deben aplicarse en el proceso de selección y la ejecución del proyecto de Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico incluido inicialmente en el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural, adoptado por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 4 0006 de 2017 e incluido posteriormente en la Resolución 40304 de 2020, que a su vez derogó la resolución MME 4 00006 de 2017.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 7

La resolución CREG 152 de 2017 complementa las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 107 de ese mismo año, en lo relacionado con la forma como se debe adelantar la ejecución el proyecto específico de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico. En particular, la resolución considera aspectos tales como: (i) condiciones de participación adicionales a las dispuestas en la Resolución CREG 107 de 2017 para el proceso de selección de dicha infraestructura, (ii) obligaciones específicas del adjudicatario, (iii) establece la obligación de desagregar el ingreso anual esperado en los servicios asociados, (iv) determina la entidad a cargo de la asignación de los servicios asociados, y (v) la obligación de suscribir contratos y constituir garantías de cumplimiento para dichos servicios asociados.

Es necesario resaltar que la Resolución CREG 107 de 2017 y sus modificatorias establecen los mecanismos centralizados dentro de los cuales se debe adelantar la ejecución de los proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural, así como la forma de remunerarlos y las reglas para garantizar su entrada en operación oportuna. Asimismo, es de resaltar que en desarrollo de lo contemplado en el Parágrafo 3 del Artículo 5 “*Proyectos a desarrollar mediante procesos de selección*”, la Resolución CREG 152 de 2017 y sus modificatorias han sido adoptadas como regulación complementaria para ejecutar y prestar el servicio con un proyecto prioritario específico del plan de abastecimiento de gas natural vigente, que es el de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico, que por sus características ha requerido un desarrollo adicional al establecido en la Resolución CREG 107 de 2017. Es por esto que los procedimientos para quienes estén interesados en la ejecución del proyecto de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico deben cumplir tanto con lo establecido en la Resolución CREG 107 de 2017 y sus modificatorias, como con lo contemplado en la Resolución CREG 152 de 2017 y sus modificatorias.

Como resultado de los análisis realizados, la CREG ha publicado varios actos con relación a los procedimientos de selección y esquemas de remuneración de los proyectos adoptados en el PAGN y en forma correspondiente, del proyecto específico de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico. Entre dichos actos están las resoluciones CREG 113 de 2018, CREG 127 de 2021, 128 de 2021 y 180 de 2021, mediante las cuales se realizaron ajustes a las resoluciones CREG 107 y 152 de 2017 con el objeto de fortalecer los procedimientos para la ejecución de los proyectos PAGN.

3. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

En cumplimiento de lo establecido en la Resolución CREG 107 de 2017 y las que la modifican o adicionan, a la fecha se ha desarrollado por la UPME un solo proceso de selección de adjudicatario (Convocatoria Pública UPME GN No. 01 – 2020) para el único proyecto adoptado por el Ministerio de Minas y Energía en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural – PAGN, en el que no había transportador incumbente. Para los demás

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 8

proyectos adoptados, los transportadores incumbentes declararon a la UPME y a la CREG los proyectos IPAT que prevén realizar.

En este sentido, a pesar de que en el desarrollo del proceso abierto por la UPME GN No. 01 – 2020 hubo siete (7) interesados que presentaron solicitudes de usuario y contraseña para participar, ninguno de ellos presentó los Sobres No. 1 y no. 2 por lo cual el proceso fue declarado desierto por la UPME. A la fecha, el proyecto sigue siendo parte del PAGN vigente, por lo que en virtud de lo establecido en la resolución CREG 107 de 2017, la UPME podrá dar inicio a un nuevo proceso de selección.

Ahora bien, frente a los procesos de selección para la ejecución de los proyectos IPAT por parte de los transportadores incumbentes es posible que en principio declaren su intención de ejecutarlos y luego desistan, caso en el cual procederá la ejecución por parte de la la UPME de un proceso de selección para la ejecución de tales proyectos y es posible que, como resultado de los procesos de selección, no se presente ningún participante.

En este sentido, la UPME mediante comunicación con radicado CREG E-2022-005571 del pasado 17 de mayo de 2022, menciona que “(...) *hemos identificado aspectos regulatorios que consideramos relevantes para que la nueva convocatoria culmine de manera exitosa con la adjudicación del proyecto IIGP*”¹ para lo cual anexa documentos al respecto.

Adicionalmente, se establece la necesidad de dar claridad a la regulación, la cual está consignada en varias resoluciones (i.e., resoluciones CREG 107 y 152 de 2017, 127, 128 y 180 de 2021), hecho que dificulta su entendimiento. Este aspecto implica una posible percepción de mayor riesgo regulatorio y, por ende, un posible menor interés en participar en los procesos que se adelanten o un mayor valor de las ofertas buscando internalizar ese riesgo. Como en este documento ya se ha señalado, es necesario resaltar que la Resolución CREG 107 de 2017 y sus modificatorias establecen los mecanismos centralizados dentro de los cuales se debe adelantar la ejecución de los proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural, así como la forma de remunerarlos y las reglas para garantizar su entrada en operación oportuna. Asimismo, es de resaltar que en desarrollo de lo contemplado en el Parágrafo 3 del Artículo 5 “*Proyectos a desarrollar mediante procesos de selección*”, la Resolución CREG 152 de 2017 y sus modificatorias han sido adoptadas como regulación complementaria para ejecutar y prestar el servicio con un proyecto prioritario específico del plan de abastecimiento de gas natural vigente, que es el de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico, que por sus características ha requerido un desarrollo adicional al establecido en la Resolución CREG 107 de 2017. Es por esto que los procedimientos para quienes estén interesados en la ejecución del proyecto de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico deben cumplir tanto con lo establecido en la Resolución CREG 107 de 2017 y sus modificatorias, como con lo contemplado en la Resolución CREG 152 de 2017 y sus modificatorias.

¹ IIGP: Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico”

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 9

4. OBJETIVO GENERAL

Establecer los ajustes necesarios para armonizar los incentivos adicionales para la ejecución oportuna de los proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural adoptado por el Ministerio de Minas y Energía, al menor costo posible, con las disposiciones de la Resolución CREG 152 de 2017 y sus modificatorias; asimismo, compilar la regulación aplicable al proyecto de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico.

5. ALTERNATIVAS Y ANÁLISIS

5.1 Alternativa 1. No modificar las disposiciones vigentes en la resolución CREG 152 de 2017 y sus modificatorias

Esta alternativa consiste en mantener las disposiciones vigentes establecidas en la Resolución CREG 152 de 2017 y sus modificatorias para el desarrollo del proyecto de la Infraestructura de importación de Gas del Pacífico - IIGP.

En este sentido, mantener la regulación vigente, sin modificación alguna, conlleva a mantener las reglas complementarias para la ejecución del proyecto IIGP, esto es, mantener los incentivos regulatorios que aplican en particular a los procesos competitivos para la selección de los inversionistas.

Esta alternativa es inviable porque de no hacerse ajustes a la regulación complementaria vigente, no habrá la completa armonía con la regulación general, que también le es aplicable al proyecto IIGP.

5.2 Alternativa 2. Ajustar las disposiciones vigentes en la resolución CREG 152 de 2017 y compilarlas

Con esta alternativa se busca ajustar la regulación vigente a los ajustes realizados a la regulación general aplicable a los proyectos PAGN .

Adicionalmente, se busca lograr que las diversas resoluciones CREG expedidas en torno a la ejecución del proyecto IIGP sean compiladas de manera que solo exista una resolución de referencia a ser considerada por parte de los inversionistas y del público en general, que por tanto, lleve a reducir el riesgo de comprensión y entendimiento claro de lo vigente al momento de celebrarse el proceso de selección del adjudicatario del proyecto IIGP por parte de la UPME.

6. CONSULTA PÚBLICA

Identificadas las propuestas iniciales para lograr el objetivo propuesto y sus alcances, la CREG publicó el 14 de junio de 2022 la Resolución CREG 702 006 de 2022 con la

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 10

propuesta de modificación de la resolución CREG 152 de 2017 y su compilación, para consulta de los agentes y terceros interesados.

Lo anterior se realizó con posterioridad a la publicación del proyecto de Resolución CREG 702 005 de 2022 con la propuesta de modificación de la resolución CREG 107 de 2017 y su compilación, para consulta de los agentes y terceros interesados, que necesariamente explica las modificaciones propuestas a la Resolución CREG 152 de 2017. La publicación la Resolución CREG 70 005 de 2022 estuvo acompañada con el soporte de la publicación del documento CREG-702 005, en cuyo Capítulo 6 se puede encontrar el resumen de las propuestas identificadas.

Una vez finalizado el proceso de consulta, se recibieron comunicaciones de once (11) entidades, las cuales se listan en la siguiente tabla:

ENTIDAD	RADICADO	Comentarios en excel	Comentarios en pdf
Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica – Acolgén	E-2022-007004		XXX
ECOPETROL	E-2022-007021		XXX
Asociación Colombiana de Petróleo y Gas - ACP	E-2022-007116		XXX
Consejo Nacional de Operación de Gas Natural - CNO Gas	E-2022-007151		XXX
TGI S.A. E.S.P.	E-2022-007199		XXX
PROMIGÁS S.A. E.S.P.	E-2022-007221	XXX	
Canacol Energy	E-2022-007223	XXX	
Empresas Públicas de Medellín E.S.P. - EPM	E-2022-007226		XXX
Asociación Colombiana de Gas Natural - NATURGÁS	E-2022-007239		XXX
Invercolsa	E-2022-007242		Mail
Gases de Occidente – GdO	E-2022-007247		XXX

Es necesario aclarar que la CREG clasificó en el concepto “General” aquellos comentarios recibidos de la consulta, que fueron considerados como de un contexto general, no específico de alguna de las modificaciones propuestas para la compilación de la Resolución CREG 152 de 2017 con la resolución CREG 113 de 2018 y con la Resolución CREG 128 de 2021. Adicionalmente, en el caso de haberse recibido comentarios en archivo pdf y no en el archivo excel, se incluye en el ANEXO 1 una porción del texto extraído de la comunicación recibida, que busca servir como resumen del comentario recibido.

Para facilitar el análisis de los comentarios, estos se clasificaron de acuerdo con cada artículo que contiene cada modificación propuesta en el proyecto de resolución, y se

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 11

presentan en el orden alfabético de las entidades, para de este modo facilitar la búsqueda. Los comentarios remitidos por cada una de las empresas y la respuesta CREG a cada uno, se pueden consultar el ANEXO 1 “ANÁLISIS DE COMENTARIOS RECIBIDOS” del presente documento.

7. PROPUESTAS DEFINITIVAS

A continuación, se presentan los ajustes definitivos que se realizan a la regulación CREG por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural. Estos ajustes surgen en atención a la propuesta detallada presentada en la Resolución CREG 702 006 de 2022, a los comentarios recibidos sobre dicha propuesta y a los análisis CREG respecto de dichos comentarios recibidos.

El orden de presentación de los ajustes definitivos será idéntico al orden en que se presentaron en la Resolución CREG 702 006 de 2022.

7.1 Sobre las definiciones

Se adicionaron algunas definiciones para lograr la armonía de lo que se incorpora en la Resolución CREG 102 008 de 2022, con las reglas complementarias de la resolución definitiva sobre el proyecto IIGP. Entre ellas, el gas de talón, el gas de operación.

7.2 Sobre las compras de gas permitidas al adjudicatario

Se establece en forma definitiva que el adjudicatario podrá comprar gas para cubrir el gas que requiere para la operación de la infraestructura, gas de empaquetamiento del gasoducto, gas para las pruebas de la infraestructura, gas de talón gas para reponer el gas de evaporación (boil-off gas) y gas para el llenado inicial del inventario mínimo de confiabilidad.

Lo anterior con el fin de que el adjudicatario no compre gas para comercialización en el mercado mayorista, ni para ser suministrado a otros agentes.

7.3 Sobre la presentación de la oferta económica

Se realizaron ajustes con el fin de armonizar la forma en que se deben presentar las propuestas económicas en los procesos de selección de adjudicatarios del PAGN, que requieren la presentación de cuatro componentes del ingreso anual esperado, con la desagregación que se requiere en el Artículo 7 “*Ingreso Anual Esperado, IAE*” 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

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 12

7.4 Sobre el ingreso regulado por fecha anticipada de entrada en operación

Se realizaron ajustes a la definición del valor mensualizado del primer año del PEP, IM_1 con el fin de armonizarla con la Resolución CREG 102 008 de 2022.

Con base en comentarios recibidos a la Resolución CREG 702 005 de 2022, se realizaron ajustes de redacción de modo que quede claro que Si la fecha anticipada de entrada en operación no está establecida en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural vigente, el adjudicatario podrá poner en operación el proyecto comercializando a su riesgo los servicios asociados al proyecto, conforme a las reglas de comercialización que se definen en resolución aparte, y sin recibir los pagos del ingreso regulado establecido anteriormente, hasta la FPO vigente al momento de la adjudicación. A partir de cumplida la FPO tendrá derecho a percibir la remuneración regulada establecida.

7.5 Sobre las compensaciones por indisponibilidad

Se realizaron ajustes a la definición del valor mensualizado del primer año del PEP, IM_1 con el fin de armonizarla con la Resolución CREG 102 008 de 2022.

7.6 Otras modificaciones

Con base en comentarios recibidos se realizaron otros ajustes, tales como:

- Se ajustó la definición de los usuarios de la infraestructura de importación de gas del Pacífico de manera que se identifiquen los mismos en resolución aparte, dedicada a la regulación de la contratación de los servicios asociados a la IIGP y en general a cualquier infraestructura de importación de gas natural.
- Se ajustó la definición de fecha de entrada anticipada, en armonía con las modificaciones establecidas por el MME en la Resolución 40281 de 2022, que modificó la Resolución 40304 de 2020. Es importante tener en cuenta que, de la modificación de la fecha de puesta en operación del MME, se entiende que la nueva fecha anticipada de puesta en operación del proyecto solamente puede ocurrir después de abril de 2026 y antes de cumplirse los 58 meses contados a partir de la selección del adjudicatario del proyecto.
- Se ajustaron aspectos en relación con la resolución de conflictos por la calidad del gas natural licuado que debe recibir el operador de la IIGP, en cuanto a la participación del CNO Gas. Se retira de las obligaciones del CNO la de elaborar y mantener actualizada una lista de firmas de la que el agente responsable de entregar gas a la infraestructura de importación seleccionará la firma que verifica las especificaciones de calidad del GNL, cuando este es objetado por el adjudicatario. Asimismo, se le retira la obligación de elaborar un protocolo que

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 13

deberán seguir las firmas que verificarán las especificaciones del GNL que objete el adjudicatario.

Tales aspectos de verificación de la adecuada calidad del GNL serán objeto de resolución posterior de la CREG.

8. IMPACTOS ESPERADOS DE LA PROPUESTA

La resolución definitiva busca lograr los siguientes impactos:

Primero, contar con una disposición compilada de manera que para todas las partes interesadas sea sencillo ubicar las señales regulatorias para desarrollar y poner en operación los proyectos de los planes de abastecimiento de gas natural.

Segundo, armonizar las señales regulatorias complementarias para el proyecto IIGP, con las expedidas en la Resolución CREG 102 008 de 2022, que se han expedido buscando la ejecución oportuna de los proyectos de los planes de abastecimiento de gas natural que el MME ha adoptado y adopte en el futuro.

9. INDICADORES DE SEGUIMIENTO

El objetivo de la resolución se entenderá cumplido si se logra cumplir el siguiente indicador:

No se declare desierto el proceso de selección del inversionista del proyecto de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 14

ANEXO 1 ANÁLISIS DE COMENTARIOS RECIBIDOS

1. COMENTARIOS DE CARÁCTER GENERAL

1.1 ACOLGÉN

Comentario 1.

Nos encontramos a la espera de la Resolución definitiva que reglamente el acceso, los tipos de contratos y la remuneración de la infraestructura de importación; la remuneración del SNT existente y las obras del Contraflujo, los cuales se publicaron a consulta desde el 2017. Es importante ser lo suficientemente enfáticos en que la viabilidad de la generación térmica depende de la flexibilidad en los esquemas de contratación y en la prioridad de atención.

Respuesta:

La CREG está por una parte, desarrollando el procedimiento necesario para avanzar estudios complementarios más actualizados con el fin de establecer en forma definitiva las condiciones de acceso, los cargos por uso, los mecanismos de mercado para la comercialización de servicios asociados a dichas infraestructuras, los usuarios de los servicios asociados, modalidades contractuales para el acceso y uso de los servicios asociados, a las infraestructuras de importación de gas natural, ya sea por medio de Interconexiones Internacionales de Gas Natural, mediante infraestructuras de regasificación o por otros medios, para gas natural en estado gaseoso o en estado líquido.

Por otra parte, también se está desarrollando el procedimiento para avanzar los estudios con respecto a la regulación necesaria para establecer, dentro de las competencias de la Comisión, las reglas de internación de gas adquirido en el exterior para el servicio público domiciliario de gas combustible, la interacción tanto de los Agentes Importadores de Gas como de los comercializadores de gas importado con los agentes que prestan los servicios asociados de las infraestructuras de importación y la compatibilidad de las reglas aplicables a gas natural adquirido en el exterior con el gas natural de producción nacional en el funcionamiento del Mercado Mayorista.

Sin embargo, los tiempos requeridos para la construcción de estas infraestructuras de importación, que corresponden a inversiones de largo plazo, requieren de una priorización tal como la que se está dando con las resoluciones definitivas compilatorias, con el fin de establecer oportunamente de la mejor manera las reglas completas de interacción futura de los servicios asociados de estas infraestructuras con los agentes que adquieren gas en el exterior para consumo dentro del territorio nacional.

Por otra parte, ya se avanzó en la publicación de la Resolución CREG 175 de 2021, por la cual se establecen los criterios generales para la remuneración del servicio de

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 4

transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural. Dicha resolución deroga la Resolución CREG 126 de 2010, así como aquellas que la modifiquen.

Se entiende que la viabilidad de sectores de consumo significativo de gas natural, aunque muy variable, dependerán en general de la flexibilidad y adaptabilidad de los esquemas de regulación que se adopten, así como de la evolución de la ejecución de los proyectos adoptados en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural y de la aparición de nuevas fuentes de suministro nacionales de gas natural, entre otros factores.

Comentario 2.

Los ajustes requeridos en cuanto a remuneración del SNT existente para utilizar tramos en contraflujo (o en flujo normal cuando Cusiana decline), son imprescindibles. El pago de la inversión de los tramos del SNT entre Yumbo-Barranca bajo la pareja 10-90 y de un AOM flexible; y el pago de las obras de contraflujo (compresoras) Yumbo-Mariquita bajo la pareja 50-50 forman parte de este paquete de medidas regulatorias. Dichos ajustes podrían venir acompañados de un esquema razonable en el ingreso del CXC para esta tecnología, que pueden garantizar una participación efectiva de los agentes Térmicos del interior tanto en la remuneración de la infraestructura de importación como en la remuneración del SNT. Estos pagos serían importantes por la disminución en el cargo por ingreso regulado, que posiblemente tendrá que realizar el resto de la demanda no térmica del país que resulte beneficiada por confiabilidad y abastecimiento, tanto del proyecto de importación como del Proyecto IPAT de contraflujo.

Respuesta:

Los proyectos adoptados en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural - PAGN, surgen de los análisis desarrollados por la UPME, presentados en el Estudio Técnico que elabora dicha entidad para fundamentar sus recomendaciones al Ministerio de Minas y Energía - MME. Entendemos que las propuestas de proyectos a ser adoptados por el MME se basan en necesidades de la demanda de gas natural, ante diferentes escenarios de consumo futuro proyectado y de aporte de gas natural proveniente de las fuentes de suministro nacionales. Si bien la atención de la demanda de cierto tipo de usuarios de gas natural es sujeta de la elasticidad ante energéticos sustitutos, que también son limitados, la necesidad de los proyectos adoptados se evidencia en proyecciones que no tienen en cuenta particularidades de uno u otro sector de consumo, tal como es el caso del cargo por confiabilidad del sector eléctrico.

Con el fin de asignar la distribución eficiente de los pagos a los adjudicatarios de los proyectos, la regulación busca establecer el mayor equilibrio entre las necesidades de los diferentes sectores de la demanda del gas natural beneficiados con los proyectos y los costos que deben enfrentar dichos sectores para la remuneración de los mismos, que no lleve a la destrucción de demanda de gas natural, pero tampoco a subsidios cruzados

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 5

entre los diferentes sectores de consumo. Se trata de lograr el aprovechamiento de los proyectos adoptados mediante una regulación que reconozca los beneficios de la confiabilidad que brindan los proyectos a los beneficiarios y el uso natural que en particular los agentes dan a los proyectos.

Comentario 3.

Consideramos importante contar con un análisis de las presentes resoluciones de la banca de inversión, con el fin de verificar si la misma asumiría el riesgo con las condiciones propuestas, ya que esto podría definir la viabilidad de ejecución del proyecto y las probabilidades de adjudicación del proyecto

Respuesta:

Los ajustes establecidos a la regulación del PAGN han tenido en cuenta comentarios recibidos de interesados en participar en los procesos, ya sea en primera instancia en el caso de proyectos IPAT o en los casos de interesados en futuros procesos de selección de la UPME.

Asimismo, se recibieron comentarios de la UPME, que es la entidad responsable de la aplicación de los mecanismos abiertos y competitivos, lo que incluye su promoción. Para lo anterior entendemos que la UPME realizó estudios de consultoría con el fin de lograr la efectividad necesaria, particularmente en el único proyecto actual del PAGN que es sujeto de proceso de selección, como es el caso de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico - IIGP.

1.2 ACP

Comentario 4.

Proyectos del PAGN adoptado por la Resolución MME 40304 de 2020, como las bidireccionalidades Barrancabermeja – Ballena, Barranquilla – Ballena, así como la interconexión en Ballena de los gasoductos de la Costa Atlántica con el interior, tienen Fecha de Puesta en Operación establecida para diciembre de 2022. La ejecución y puesta en operación de estos proyectos, como hemos mencionado en diversas comunicaciones y espacios, son necesarios para mejorar la confiabilidad del Sistema Nacional de Transporte, permitiendo que la oferta creciente de gas en la Costa Atlántica llegue a la demanda creciente en el interior del país, e incentivando la entrada de nueva producción de gas nacional al mercado, tanto en tierra firme como en costa afuera.

Algunos de estos proyectos se encuentran en ejecución parcial y requieren de agilidad en los procesos correspondientes de la UPME y CREG para su entrada en operación. Por el contrario, el proyecto de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico, cuenta con preocupaciones que han sido expresadas por diversas Entidades, y

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 6

mandatos establecidos en la Ley 2128 de 2021, como los nuevos análisis de la disponibilidad de la demanda a pagar por esta infraestructura, que no han sido resueltos ni adoptados por la regulación.

Por lo anterior, consideramos que los esfuerzos regulatorios deben estar enfocados en dar celeridad para la ejecución de los proyectos que pueden tener un impacto significativo y favorable para el mercado de gas natural en el país a corto plazo.

Respuesta:

No se acoge el comentario.

La CREG debe dar celeridad a todos los proyectos adoptados en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural – PAGN, con el fin de que se logren cumplir las fechas de puesta en operación establecidas por el Ministerio de Minas y Energía – MME.

La determinación de la disponibilidad de la demanda a pagar por el proyecto IIGP son parte de los criterios establecidos para la UPME que, de acuerdo con el Artículo 1 de la resolución MME 40056 de 2016, debe identificar los beneficiarios de los proyectos del PAGN. La identificación de los beneficiarios resultad de un conjunto de obligaciones establecidas a la UPME por parte del MME, que forman parte de la planeación de la expansión del sector, la identificación de los beneficiarios no es un resultado aislado, sino que está necesariamente unido con los proyectos recomendados a ser incluidos en el PAGN y el análisis costo-beneficio. En la definición de los beneficiarios se debe tener en cuenta los criterios fijados para ello en la legislación y la política energética.

En ese sentido, la CREG no resuelve ni adopta mediante regulación, la identificación de los beneficiarios de los proyectos del PAGN.

Es importante notar que el PAGN no restringe la libertad que tienen los agentes transportadores de realizar ampliaciones o expansiones en el SNT previo cumplimiento de la normatividad vigente. Es decir, la identificación de proyectos de nuevas necesidades de infraestructura también depende de la libre interacción de los agentes de la cadena que presta el servicio público, y para ello la regulación ha dispuesto diferentes mecanismos que permiten la construcción de proyectos sin que los mismos hayan sido adoptados en el PAGN.

Comentario 5.

Preocupa que, con estas resoluciones en consulta, se continúe con la tendencia de establecer incentivos adicionales para la adjudicación del contratista de la Infraestructura de Importación del Pacífico sin que se hayan resuelto las inquietudes estructurales que sobre este proyecto se han generado en el pasado, y que tanto agremiaciones como entidades gubernamentales han planteado (ej. Contraloría General de la República, Superintendencia de Industria y Comercio, DIMAR).

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 7

Por lo tanto, inquietudes planteadas, tales como (i) la metodología de cálculo del déficit del abastecimiento, y por consiguiente, la Fecha de Puesta en Operación del proyecto, (ii) la disponibilidad de la demanda a pagar con base en los nuevos análisis de costos de racionamiento de gas natural que adelanta la UPME, y (iii) los posibles incrementos en la tarifa final de los usuarios del servicio público de gas natural que otros incentivos han generado, no han sido solucionadas y persisten las dudas sobre la conveniencia, condiciones de adjudicación, construcción y remuneración de esta infraestructura.

Por lo anterior, recomendamos que, para continuar con el proceso de convocatoria para la adjudicación del inversionista de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico, se dé respuesta de manera integral a los planteamientos de fondo que diversos agentes de la cadena de gas y entidades de control han manifestado sobre esta infraestructura, que siguen sin estar claros y que tienen una importante incidencia para los colombianos y la competitividad del gas.

Respuesta:

La entidad responsable de la elaboración del estudio técnico que es tenido en cuenta para la adopción por el MME del PAGN es la UPME, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 1 de la Resolución MME 4 0052 de 2016.

Por otra parte, es de tener en cuenta que la fecha de puesta en operación del proyecto de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico es de 58 meses contados a partir de su adjudicación. Actualmente la UPME se encuentra avanzando un nuevo proceso de selección para adjudicar el proyecto, por lo que asumiendo que el proyecto sea adjudicado hacia el mes de octubre del presente año, la fecha de puesta en operación sería de agosto de 2027.

Finalmente es de tener en cuenta que en la resolución CREG 127 de 2021 se establece en el literal a) del Artículo 17 *“Proceso de pago de los transportadores a los adjudicatarios de proyectos PAGN o transportadores incumbentes que desarrollen proyectos IPAT”* que:

“Seis (6) meses antes de la FPO o la fecha anticipada de entrada en operación (total o parcial), se utilizará la información más actualizada publicada por la UPME sobre la identificación de la demanda atendible de los beneficiarios por el respectivo proyecto PAGN.”

Dicha disposición se mantiene en la resolución definitiva propuesta, por lo que la información actual de la identificación de los beneficiarios de los proyectos publicada por la UPME, no será necesariamente la que se utilice para el posterior cobro a los mismos, precisamente en previsión a los cambios que puedan ocurrir hasta cuando falten seis meses para que se alcance la FPO del proyecto.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 8

1.3 CANACOL

Comentario 6.

Están dando un trato preferente al adjudicatario, al excluirlo del pago en favor del transportador cuando se conecte al SNT, mientras que al resto de los participantes en la cadena si les toca pagar por conectarse al SNT.

Respuesta:

se realizó un ajuste a la redacción de la disposición propuesta en la Resolución CREG 702 005 de 2022, de modo que su interpretación sea la correcta y se entienda que los transportadores a los que se conectan los proyectos PAGN no podrán cobrar a los ejecutores de los proyectos PAGN para permitir el acceso del proyecto a la infraestructura de sus sistemas de transporte, por conceptos diferentes a los contemplados en el RUT vigente.

Comentario 7.

Estamos en desacuerdo en que se inicien los pagos al adjudicatario antes de iniciar la operación, teniendo en cuenta que estos cargos los pagará el usuario sin obtener el servicio. En ese orden de ideas, se estaría violando la Ley 2128 de 04 agosto del 2021, artículo 3 Abastecimiento y Oferta Nacional de Gas combustible.

Respuesta:

No se acoge el comentario.

En la lectura de la Ley 2128 de 2021 no se encuentra disposición específica respecto del inicio de remuneración de los proyectos.

Se considera que, de acuerdo con el régimen constitucional y legal de los servicios públicos y las competencias asignadas, la CREG puede establecer que el componente de inversión de un proyecto incluido en un plan de expansión adoptado por el MME se remunere desde la FPO señalada en el plan de expansión, aunque el proyecto sea puesto en servicio en la fecha posterior que señale el MME por razones de fuerza mayor u otras circunstancias, que impidan la puesta en operación en la fecha fijada al momento de oficialización del IAE. La ley 142 de 1994 otorga a la CREG un amplio margen de configuración de las metodologías, cargos y condiciones de inicio y plazo de recuperación de las inversiones.

Por otro lado, es importante considerar las razones que llevan al esquema de inicio de remuneración propuestos: la propuesta busca adicionar incentivos para lograr la participación plural de interesados en la adjudicación de los proyectos en general y para

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 9

reducir ciertos riesgos que les es menos costoso ser asumidos por los beneficiarios y futuros remitentes de los proyectos del PAGN. Ciertamente se recibieron comentarios de interesados en participar en el único proceso de selección abierto de un proyecto del PAGN que no tiene agente incumbente en primera instancia (los demás han sido solicitados inicialmente por los transportadores incumbentes), así como de la UPME, en los que se hace mención de que la ausencia de una fecha fija de inicio de remuneración es un aspecto que dificulta enormemente la consecución de recursos de financiación para desarrollar los proyectos, o los encarece. De hecho, elementos similares fueron tenidos en cuenta en el año 2001 cuando se iniciaron las primeras convocatorias para la ejecución de los proyectos del STN del sector eléctrico.

Es importante tener en cuenta que los incentivos propuestos aplican para cualquier proyecto del PAGN, no solamente para un proyecto exclusivamente. Lo anterior porque cualquier proyecto de construcción de nueva infraestructura tiene riesgos de ejecución que son normales en cualquier parte del territorio nacional.

Como ya se mencionó, como resultado de estos incentivos se espera que la percepción de riesgo de los proponentes sea menor, lo que se espera lleve a una menor tasa de retorno en la elaboración de las propuestas económicas y, por tanto, a un menor valor de los costos que debe ser asumidos por los usuarios. Es decir, contrario a que conlleven incrementos en los costos, lo que se espera es que lleven a una reducción de los costos.

En la resolución definitiva de la Resolución CREG propuesta, se establece la obligación de constituir una garantía que ampare la obligación del adjudicatario o transportador incumbente que ejecuta en primera instancia un proyecto IPAT, de la devolución de los pagos realizados por los beneficiarios en caso de que dichos pagos se hayan iniciado antes de la puesta en operación del proyecto y que el adjudicatario no ponga el proyecto en operación, así como para otras causales de ejecución de la garantía.

1.4 ECOPETROL

Comentario 8.

En general, consideramos que no es adecuado que se asignen otros riesgos que hoy están en cabeza del inversionista, a la demanda de gas natural que la UPME considera beneficiaria de la infraestructura contenida en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural y, en específico, de la infraestructura de regasificación allí contemplada.

Las propuestas regulatorias en comento pretenden profundizar los incentivos para que los agentes potencialmente interesados efectivamente presenten propuestas a la UPME, sin que se conozcan análisis comprehensivos de las razones por las que no ha sido exitoso el proceso llevado a cabo por la UPME para la infraestructura de regasificación mencionada.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 10

No es claro si la reticencia de los agentes a presentar propuestas en el proceso de selección obedece a las características propias del proyecto, como características geográficas o topográficas, riesgos ambientales y sociales, condiciones de seguridad, etc. En nuestro concepto, antes de asignar otros riesgos a la demanda beneficiaria se deberían realizar análisis comprehensivos sobre la materia y socializarlos a los agentes del mercado, de tal forma que se evidencien las razones por las que dichos riesgos no deben ser asumidos por el inversionista.

(...) Se debe evitar que dichos incentivos conlleven incrementos en los costos de prestación del servicio, sin que los mismos estén debidamente justificados.

(...) no es conveniente que los incentivos a la construcción de infraestructura de regasificación lleguen a afectar el desarrollo de la oferta nacional y la competitividad del mercado local.

Respuesta:

La propuesta busca adicionar incentivos para lograr la participación plural de interesados en la adjudicación de los proyectos en general y para reducir ciertos riesgos que les es menos costoso ser asumidos por los beneficiarios y futuros remitentes de los proyectos del PAGN. Ciertamente se recibieron comentarios de interesados en participar en el único proceso de selección abierto de un proyecto del PAGN que no tiene agente incumbente en primera instancia (los demás han sido solicitados inicialmente por los transportadores incumbentes), así como de la UPME, en los que se hace mención de que la ausencia de una fecha fija de inicio de remuneración es un aspecto que dificulta enormemente la consecución de recursos de financiación para desarrollar los proyectos, o los encarece. De hecho, elementos similares fueron tenidos en cuenta en el año 2001 cuando se iniciaron las primeras convocatorias para la ejecución de los proyectos del STN del sector eléctrico.

Es importante tener en cuenta que los incentivos propuestos aplican para cualquier proyecto del PAGN, no solamente para un proyecto exclusivamente. Lo anterior porque cualquier proyecto de construcción de nueva infraestructura tiene riesgos de ejecución que son normales en cualquier parte del territorio nacional.

Como ya se mencionó, como resultado de estos incentivos se espera que la percepción de riesgo de los proponentes sea menor, lo que se espera lleve a una menor tasa de retorno en la elaboración de las propuestas económicas y, por tanto, a un menor valor de los costos que debe ser asumidos por los usuarios. Es decir, contrario a que conlleven incrementos en los costos, lo que se espera es que lleven a una reducción de los costos.

Finalmente, se entiende que los proyectos del PAGN son necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural. Para ello se observa que la UPME en la elaboración del estudio técnico correspondiente ha tenido en cuenta la disponibilidad de futura “oferta” de suministro de gas nacional, así como las necesidades de confiabilidad para asegurar la continuidad del servicio. Se espera que la

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 11

oferta nacional de suministro de gas sea complementada con oferta de suministro de gas adquirido en el exterior, la competitividad del mercado local no enfrenta los mismos costos que enfrenta el gas adquirido en el exterior, porque además de incurrir en costos en la extracción, producción y tratamiento del gas adquirido en el exterior, se incurren en costos de licuefacción, costos de transporte marítimo y costos de regasificación, entre otros, en los que no incurre la oferta nacional

Comentario 9.

La Comisión complementa las resoluciones CREG 107 y 152 de 2017, en el sentido de precisar criterios objetivos para que la UPME determine los beneficiarios de los proyectos contenidos en el Plan de Abastecimiento vigente y, en específico, de la infraestructura de regasificación. Esto teniendo en cuenta que tanto la Ley 2128 de 2021 como el Decreto 2345 de 2015 establecieron un marco claro según el cual debe observarse el costo de racionamiento de cada usuario y su disposición a pagar de mediano y largo plazo para determinar si califica como beneficiario

Respuesta:

El Artículo 3 de la Ley 2128 de 2021 señala:

“ARTÍCULO 3o. ABASTECIMIENTO Y OFERTA NACIONAL DE GAS COMBUSTIBLE. El Gobierno nacional, a través del Ministerio de Minas y Energía y sus entidades adscritas, dictará normas que garanticen el abastecimiento y la confiabilidad en el suministro de gas combustible en el mercado, como eje de la transición energética. Para efectos de incrementar la oferta, establecerá mecanismos que viabilicen y promuevan la producción nacional, siguiendo criterios de eficiencia, seguridad energética y responsabilidad ambiental. Para ello tendrá en cuenta la implementación de nuevas tecnologías e infraestructura disponibles que garanticen la protección del medio ambiente.

No obstante, para garantizar el abastecimiento de la demanda potencial, los costos de la infraestructura de regasificación e importación que sea impulsada por el Gobierno nacional a través del Plan de Abastecimiento de Gas Natural y GLP serían asumidos por la demanda que se beneficie de la misma. Esto es, aquellos usuarios cuya disposición a pagar de mediano y largo plazo supere el costo de prestación del servicio que incluye, entre otros, el precio del gas importado, tarifas de regasificación, cargo para remunerar la infraestructura, tarifas de transporte, tarifas de distribución y comercialización.

Adicionalmente, la CREG deberá garantizar la eficiencia económica en las tarifas de dicha infraestructura de regasificación e importación de gas combustible, de conformidad con el artículo 87 de la Ley 142 de 1994.”

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 12

La identificación de los usuarios que se benefician por un proyecto del PAGN le corresponde a la UPME, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 1 de la Resolución MME 4 0052 de 2016. La identificación de los beneficiarios resultad de un conjunto de obligaciones establecidas a dicha entidad por parte del MME, que forman parte de la planeación de la expansión del sector, la identificación de los beneficiarios no es un resultado aislado, sino que está necesariamente unido con los proyectos recomendados a ser incluidos en el PAGN y el análisis costo-beneficio. En la definición de los beneficiarios se debe tener en cuenta los criterios fijados para ello en la legislación y la política energética.

Por otra parte, entendemos de la lectura del artículo 3 de la Ley 2128 de 2021 mencionado, que basta con determinar los usuarios con “disposición a pagar” para que los mismos asuman los costos de los proyectos del PAGN. En el caso específico de las infraestructuras de regasificación e importación la ley en mención señaló criterios adicionales a los criterios previamente establecidos en el Decreto 1073 de 2015, pero no encontramos que se establezca la voluntad de los usuarios identificados como beneficiarios como un requisito para ser sujetos de cobro de los costos de tales proyectos específicos.

1.5 EPM

Comentario 10.

En efecto para el cálculo de posibles déficits por confiabilidad y abastecimiento en el sistema de suministro y transporte, estos cambios, en especial la reconfiguración del SNT ocasionarán cambios que afectarán los flujos desabastecidos², dado que el SNT ha tenido y tendrá cambios relevantes, como son la ampliación del gasoducto entre Sincelejo–Cartagena-Barranquilla³ en operación comercial desde 2020 y, la entrada en operación del tramo Jobo-Transmetano de 100MPCD ampliable a 200 MPCD proyectada para el 2025.

Adicionalmente, en septiembre de 2021 informamos a la UPME que los cálculos de demanda desabastecida estimada y por ende los beneficios estimados en Capítulo 7 sobre Confiabilidad del PAG 2020, se estimaban desde enero de 2020 fecha del análisis del documento y no desde la fecha proyecta de entrada para cada proyecto, con lo cual podría darse una sobrestimación de beneficios para la demanda.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 13

Estos aspectos mencionados no estarían reflejados en la información de beneficiarios remitida por la UPME a la CREG a finales de 2020 para definir la remuneración de los proyectos prioritarios del PAG, dentro de los que se encuentra la infraestructura de importación de gas del Pacífico.

De acuerdo con lo anterior, sugerimos muy respetuosamente a la CREG solicitar a la UPME actualizar y revisar las variables que afectan sus estimativos de demanda desabastecida y por ende, los beneficiarios obtenidos para la infraestructura de importación por el Pacífico y en conjunto con los demás proyectos prioritarios del PAG 2020, de acuerdo con las nuevas fechas- FPO definidas por el MME.

Respuesta:

La identificación de los usuarios que se benefician por un proyecto del PAGN le corresponde a la UPME, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 1 de la Resolución MME 4 0052 de 2016. La identificación de los beneficiarios resultad de un conjunto de obligaciones establecidas a dicha entidad por parte del MME, que forman parte de la planeación de la expansión del sector, la identificación de los beneficiarios no es un resultado aislado, sino que está necesariamente unido con los proyectos recomendados a ser incluidos en el PAGN y el análisis costo-beneficio. En la definición de los beneficiarios se debe tener en cuenta los criterios fijados para ello en la legislación y la política energética.

Es de tener en cuenta que en la resolución CREG 127 de 2021 se establece en el literal a) del Artículo 17 *“Proceso de pago de los transportadores a los adjudicatarios de proyectos PAGN o transportadores incumbentes que desarrollen proyectos IPAT”* que:

“Seis (6) meses antes de la FPO o la fecha anticipada de entrada en operación (total o parcial), se utilizará la información más actualizada publicada por la UPME sobre la identificación de la demanda atendible de los beneficiarios por el respectivo proyecto PAGN.”

Dicha disposición se mantiene en la resolución definitiva propuesta, por lo que .la información actual de la identificación de los beneficiarios de los proyectos publicada por la UPME, no será necesariamente la que se utilice para el posterior cobro a los mismos, precisamente en previsión a los cambios que puedan ocurrir hasta cuando falten seis meses para que se alcance la FPO del proyecto.

Comentario 11.

A lo largo del articulado de la propuesta se hace referencia a la Resolución CREG 114 de 2017. Por lo anterior, sugerimos ajustar los textos a la Resolución CREG 186 de 2020 que derogó esta resolución.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 14

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En el texto definitivo se realizan los ajustes correspondientes.

1.6 GASES DE OCCIDENTE

Comentario 12.

De acuerdo con el proyecto de resolución mencionado, solicitamos a la Comisión realice, previa la toma de decisiones, un Análisis de Impacto Normativo riguroso sobre las propuestas contenidas en el Proyecto, para determinar la viabilidad de su implementación, definiendo la relación beneficio/costo de las medidas que se adopten tanto para los usuarios finales, como para las compañías que los atienden.

Respuesta:

El documento de soporte que se publica junto con la resolución en su versión a comentarios y en su versión definitiva, presentan la motivación de las propuestas. El análisis de beneficio – costo que soportan las recomendaciones de los proyectos del PAGN, es parte de las obligaciones establecidas a la UPME, de acuerdo con el Artículo 1 de la Resolución MME 4 0052 de 2016.

Tal análisis se encuentra actualmente en los capítulos 9 y 10 del Estudio Técnico publicado por la UPME en julio de 2020, que se presentó al MME para la adopción de los proyectos del PAGN en la Resolución MME 40304 de 2020.

Comentario 13.

Consideramos que es necesario en el texto del documento final hacer claridad respecto a que se trata de un proyecto de confiabilidad y por tanto debe ser pagado por todos los agentes, entre ellos el sector eléctrico, quienes tendrían amplios beneficios a futuro en materia de respaldo y confiabilidad del sistema, en este sentido, el costo del proyecto no debe ser únicamente remunerado por la demanda de gas y/o los mercados beneficiados, pues el costo no debe ser asumido únicamente por la demanda, ya que impactaría al usuario final en gran medida y por tanto sería mayor el impacto negativo que el beneficio percibido.

Respuesta:

Los proyectos del PAGN son pagados por los beneficiarios de los proyectos y por los remitentes que contratan los servicios asociados de los proyectos. Independientemente del tipo de usuario del sector de gas (industrial, comercial, residencial, termoeléctrico,

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 15

etc.) quien contrate los servicios asociados deberá pagar la tarifa que se establezca, lo cual generará “Ingresos de Corto Plazo”, que serán utilizados para reducir el valor a pagar de los beneficiarios. En el caso, por ejemplo, que los servicios asociados de los proyectos sean contratados al 100%, los beneficiarios dejarán de realizar pagos a los adjudicatarios como tales, y empezarán a pagar como remitentes.

De acuerdo con comunicación recibida de la UPME, los beneficiarios se dividen en dos rubros principales que son, (i) abastecimiento y (ii) confiabilidad. El primero es el beneficiario que recibe gas de la obra en consideración en condiciones normales de operación y el segundo es la demanda que hace uso de la obra cuando se deben atender interrupciones de corta duración ante de fallas de la infraestructura.

A su vez, los beneficiarios de abastecimiento se descomponen en dos rubros: El primero es bajo demanda en condiciones normales, nombrada demanda media, correspondientes a condiciones hidrológicas que no estresan el sistema de gas y el segundo es demanda Niño, correspondiente a condiciones hidrológicas severas producto de la falta de agua para generación.

Se debe tener en cuenta por otra parte, que el sector eléctrico, entendido como usuarios del sector termoeléctrico, son también parte de la demanda de gas, y se puede observar en los documentos publicados por la UPME sobre los beneficiarios identificados, que entre dichos beneficiarios aparecen usuarios del sector termoeléctrico.

Comentario 14.

Del mismo modo, es importante que exista claridad sobre la metodología de cálculo del energético una vez sea entregado en el punto de Yumbo, pues así los agentes interesados podrán tomar decisiones informadas y sustentadas a largo plazo para la atención de sus clientes y mercados.

Respuesta:

No se entiende el comentario, sobre qué cálculo se hace referencia. Las reglas de comercialización del mercado mayorista de suministro de gas natural y del mercado mayorista de capacidad de transporte de gas natural están contempladas en las resoluciones CREG 186 de 2020 y 185 de 2020, respectivamente, y sus resoluciones modificatorias.

Asimismo, la Resolución CREG 175 de 2021 y sus modificatorias, establecen los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones en esa materia.

Las reglas para establecer el valor a cobrar a los beneficiarios se encuentran precisamente en el Anexo 4 de la Resolución CREG 107 de 2017 y sus modificatorias.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 16

Comentario 15.

Solicitamos, con base en lo expuesto en los puntos anteriores, que previo al lanzamiento de la licitación, todas las partes interesadas y/o beneficiadas, cuenten con la claridad sobre estos puntos.

Respuesta:

Se acoge el comentario.

A medida que se avance en el proceso de adopción de la resolución definitiva mediante la cual se reglamenten los aspectos comerciales para la contratación de los servicios asociados a las infraestructuras de importación de gas natural, se desarrollarán los talleres explicativos del conjunto de medidas para la atención de la demanda del sector gas.

Comentario 16.

Según el documento se contempla un *“Ingreso regulado por fecha anticipada de entrada en operación de la infraestructura de importación del gas del pacífico”*, donde se establece incentivo del veinticinco por ciento (25%), porcentaje que consideramos debe ser temporal con una condición adicional de entrega del gasoducto asegurando debidamente la confiabilidad del sistema y un adecuado suministro a los clientes que lo requieran en materia de continuidad y evitando riesgos de paros, bloqueos o restricciones por mantenimientos de vías o fenómenos naturales que afecten la libre circulación en las mismas.

Respuesta:

En la resolución propuesta para comentarios no se hace ninguna propuesta de modificación de los textos vigentes adoptados en la Resolución CREG 128 de 2021, respecto del porcentaje del 25% de incentivo por operación anticipada, ya sea total o parcial.

Efectivamente se establece en el Artículo 12 *“Período de pagos e in centavos”* de la Resolución CREG 127 de 2021, que le aplica de igual manera al proyecto IIGP, que la aplicación del incentivo es temporal, al manifestarse que el ejecutor del proyecto podrá recibir pagos desde la fecha de inicio de operación plena o parcial hasta la FPO vigente en el PAGN al momento de la adjudicación.

Comentario 17.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 17

Es necesario contar con un mecanismo para la penalización por indisponibilidad de la planta y/o del gasoducto, de manera que en el evento que se vea impactado el suministro a los clientes, exista un mecanismo de compensación que se pueda trasladar a demanda afectada.

Respuesta:

En el artículo 14 “*Compensaciones por indisponibilidad*” de la Resolución CREG 128 de 2021 se estableció la manera que se determina el valor de las compensaciones por indisponibilidad de la infraestructura de importación de gas del Pacífico, para las condiciones específicas de una operación en fecha anticipada, ya sea en capacidad plena o parcial. Para la operación normal, se aplican las disposiciones generales del Artículo 18 “*Compensaciones por indisponibilidad*” de la Resolución CREG 107 de 2017 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Comentario 18.

En el texto del documento no se da claridad respecto al manejo que se le debe dar a los contratos de transporte hoy firmados, especialmente, los costos asociados a estos contratos por quien deben ser asumidos. En este sentido consideramos se debe dar claridad al respecto sobre esta materia en el documento final.

En la medida que este proyecto debe estar armonizado con los planes de expansión del ramal Jamundí al igual que el sistema bidireccional Mariquita - Cali, sin embargo, se requiere mayor claridad sobre cuál será el costo por uso y contratación de cada tramo, quienes asumirían los costos de dicha expansión, cuáles serían las reglas de acceso a esta capacidad y la comercialización de las firmadas a la fecha y como se gestionarían aquellas no utilizadas.

Respuesta:

Los contratos de transporte registrados en el mercado primario bajo cualquier modalidad contractual deberán considerar la incorporación de los cobros que se establecen en la resolución CREG 107 de 2017 o aquellas que la modifiquen o sustituyan, en su debido momento, pues deberán partir de la identificación de los beneficiarios que se encuentre publicada por la UPME seis (6) meses antes de la FPO o la fecha anticipada de entrada en operación (total o parcial).

En resolución aparte la CREG determinará las condiciones de comercialización de los servicios asociados a los proyectos del PAGN, entre los que se encuentra incluido el proyecto de bidireccionalidad Mariquita - Yumbo.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 18

1.7 INVERCOLSA

Comentario 19.

La CREG menciona que varios temas serán objeto de regulación posterior como: i) el acceso a los servicios asociados a la infraestructura de importación ii) el tipo y las condiciones de las garantías de cumplimiento y iii) los procedimientos y las reglas para la asignación de los servicios asociados a la infraestructura de importación. Esto genera incertidumbre sobre cómo se accederá a estos servicios cómo se pagarán y sobre la demanda que deberá asumirlas por lo que se solicita a la CREG dar claridad sobre estos aspectos antes de emitir una resolución definitiva.

Respuesta:

No se acoge el comentario.

La resolución definitiva de las propuestas de la Resolución CREG 702 005 y 702 006 tiene como fin determinar las condiciones de selección de los ejecutores de los proyectos adoptados por el MME en el PAGN, sus condiciones de remuneración y los incentivos para que los proyectos entren en operación en la fecha oportuna.

La regulación sobre los aspectos propuestos en el comentario se desarrollará a continuación, para determinar entre otros aspectos, cómo se accederá a los servicios asociados y cómo se pagarán.

1.8 NATURGÁS

Comentario 20.

Uno de los aspectos pendientes de definir es cómo se accede o usa la capacidad de la infraestructura de importación. En la Resolución CREG 182 de 2017 la Comisión sometió a consulta una propuesta sobre criterios de asignación de los servicios asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico, pero a la fecha no se han adoptado las reglas definitivas. Consideramos que este aspecto hace parte de las reglas que deben conocer los potenciales inversionistas para participar en el proceso de selección y la demanda de gas para evaluar su participación en el mercado de gas.

Por tanto, es importante que la Comisión defina estas reglas previo a avanzar con el proceso de selección que adelante la UPME.

Respuesta:

La CREG está por una parte, desarrollando el procedimiento necesario para avanzar estudios complementarios más actualizados con el fin de establecer en forma definitiva las condiciones de acceso, los cargos por uso, los mecanismos de mercado para la comercialización de servicios asociados a dichas infraestructuras, los usuarios de los

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 19

servicios asociados, modalidades contractuales para el acceso y uso de los servicios asociados, a las infraestructuras de importación de gas natural, ya sea por medio de Interconexiones Internacionales de Gas Natural, mediante infraestructuras de regasificación o por otros medios, para gas natural en estado gaseoso o en estado líquido.

Por otra parte, también se está desarrollando el procedimiento para avanzar los estudios con respecto a la regulación necesaria para establecer, dentro de las competencias de la Comisión, las reglas de internación de gas adquirido en el exterior para el servicio público domiciliario de gas combustible, la interacción tanto de los Agentes Importadores de Gas como de los comercializadores de gas importado con los agentes que prestan los servicios asociados de las infraestructuras de importación y la compatibilidad de las reglas aplicables a gas natural adquirido en el exterior con el gas natural de producción nacional en el funcionamiento del Mercado Mayorista.

Sin embargo, los tiempos requeridos para la construcción de estas infraestructuras de importación, que corresponden a inversiones de largo plazo, requieren de una priorización tal como la que se está dando con las resoluciones definitivas compilatorias, con el fin de establecer oportunamente de la mejor manera las reglas completas de interacción futura de los servicios asociados de estas infraestructuras con los agentes que adquieren gas en el exterior para consumo dentro del territorio nacional.

Comentario 21.

Como lo hemos mencionado en anteriores oportunidades, es claro de la demanda térmica es un beneficiario de la infraestructura de importación de gas del Pacífico, pero no se observa claridad en cómo este segmento de la demanda va a participar en los costos asociados al desarrollo y operación de dicha infraestructura. Esto es, el uso esperado de las térmicas del interior del país será mayor al 60% de la capacidad de la planta lo que sugiere que estas térmicas deberán asumir parte de los costos fijos de esta infraestructura en proporción similar al uso que hagan de la misma¹.

Por tanto, es necesario buscar los mecanismos adecuados, como ajustes regulatorios, para involucrar apropiadamente la demanda térmica en la remuneración de los costos asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico.

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 14.

Comentario 22.

La UPME definió los beneficiarios por nodos para cada uno de los proyectos del plan de abastecimiento de gas natural, PAGN, lo cual incluye la infraestructura de importación

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 20

de gas del Pacífico. Sin embargo, no es claro cuál sería el costo que debe asumir cada mercado. Es decir, con base en los beneficiarios identificados por nodo y la fórmula establecida en la Resolución CREG 107 de 2017, modificada por la Resolución CREG 127 de 2021, no se logra determinar cómo se asignan los costos por mercado.

Creemos que la CREG en coordinación con la UPME debe realizar un análisis de impacto con cifras concretas (pesos/m³ o US/MBTU) de estos costos para cada mercado donde quede claro cuáles son los costos por confiabilidad y cuáles por abastecimiento a la demanda beneficiada. Debe tenerse en cuenta que los costos de la infraestructura de regasificación e importación serán asumidos por aquellos usuarios cuya disposición a pagar de mediano y largo plazo supere el costo de prestación del servicio que incluye, entre otros, el precio del gas importado, tarifas de regasificación, cargo para remunerar la infraestructura, tarifas de transporte, tarifas de distribución y comercialización (Artículo 3 de la Ley 2128 de 2021).

Respuesta:

Entendemos que la UPME publicará la información necesaria para asociar los nodos con los puntos de salida del SNT y de ese modo, con base en los contratos de transporte bajo cualquier modalidad registrados en el mercado primario y los puntos de salida asociados a los nodos, poder determinar los valores mensuales a pagar por parte de los beneficiarios de acuerdo con las fórmulas establecidas en el Anexo 4 de la Resolución CREG 107 de 2017 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

1.9 TGI

Comentario 23.

Desde TGI resaltamos que al 29 de junio, un día antes del vencimiento de los comentarios para el proyecto normativo, la Comisión no ha publicado el documento soporte que expone el análisis y justificación de la propuesta regulatoria, por lo cual solicitamos a la Comisión se haga público, y una vez se tenga acceso por parte de los agentes, los comentarios que al respecto se redacten, sean tenidos en cuenta por el regulador.

Respuesta:

Los ajustes de la Resolución CREG 702 006 de 2022, propuestos a la Resolución CREG 152 de 2017 y sus modificatorias, buscan mantener la consistencia con los ajustes propuestos en la Resolución CREG 702 005 de 2022. La propuesta no incluía ajustes adicionales. Lo anterior, por cuanto quienes estén interesados en la ejecución o seguimiento del proyecto IIGP, deben considerar y cumplir tanto lo establecido en forma general en la Resolución CREG 107 de 2017 y sus modificatorias, como lo establecido en forma complementaria en la Resolución CREG 152 de 2017 y sus modificatorias.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 21

2. ARTÍCULO 3 “Definiciones”

2.1 EPM

Comentario 24.

Comentario 24.

En relación con la definición de la Infraestructura de importación de gas del Pacífico, entendemos que el proyecto considera tanto la infraestructura portuaria como el gasoducto de conexión desde la Planta de Regasificación hasta un punto de entrega al Sistema Nacional de Transporte en Yumbo. Por esta razón entendemos que el gasoducto es un activo de conexión. Sin embargo, en la definición se indica que el gasoducto Buenaventura – Yumbo “hará parte del SNT”, sugerimos ajustar esta definición de manera que exprese con claridad la naturaleza de dicho gasoducto.

Sobre la definición de entrada en Operación parcial de la Infraestructura de importación de gas del Pacífico, sugerimos precisar que este concepto *“es la prestación del servicio con una capacidad inferior a la capacidad nominal adjudicada para la entrega de gas natural regasificado...”*

Respuesta:

El gasoducto del proyecto IIGP debe ser considerado como un gasoducto del SNT, por estipulación específica de la Resolución CREG 107 de 2017 y sus modificatorias.

En cuanto a la definición de operación parcial, la definición vigente busca dejar claro que la referencia para la operación parcial es la capacidad establecida en el PAGN, que parte del Estudio Técnico de la UPME, por cuanto la capacidad nominal adjudicada puede tener valores superiores a los establecidos en el PAGN.

2.2 PROMIGÁS S.A E.S.P.

Comentario 25.

Teniendo en cuenta que durante la operación de gasoductos, como el caso del gasoducto Buenaventura - Yumbo, se requiere gas natural para la operación (por ejemplo, rectificadores, llenado luego de labores de mantenimiento, entre otros), se solicita se incluya en la definición el gas de operación para los gasoductos.

Respuesta:

En la resolución CREG definitiva que compila la resolución CREG 107 de 2017 y sus modificatorias, se establece tal claridad por cuanto es mediante las reglas de dicha resolución que se debe estructurar y presentar el ingreso anual esperado, IAE, de la oferta económica.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 22

Comentario 26.

La Resolución CREG 114 de 2017 fue derogada. Se debe actualizar a lo largo de toda la resolución.

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En los textos definitivos se incluirá el número de resolución actual.

3. ARTÍCULO 4 “Servicios asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico”

3.1 EPM

Comentario 27.

Servicios asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico (Art 4)

Frente a lo mencionado en este artículo, si bien ante un evento de insalvables restricciones en la oferta de gas debe seguirse el orden establecido en el Decreto MME 1073 de 2015, cabe anotar que de existir excedentes de GNL después de atender la demanda esencial, los mismos deben poder ser usados por la demanda que los necesite y en este sentido, sugerimos modificar la redacción del numeral ii del parágrafo 2 del artículo 4 de la propuesta.

Respuesta:

No se acoge el comentario.

La norma establece que el GNL disponible se destine prioritariamente a atender la Demanda Esencial con el precio que se establece. Si hay excedentes después de atender dicha demanda, el GNL puede ser comercializado de manera libre con precios libres, para lo cual no se requiere realizar previsión alguna en el texto.

3.2 PROMIGÁS S.A E.S.P.

Comentario 28.

Parágrafo 1: Es necesario que la CREG expida la regulación pendiente relacionada con el acceso y uso de la infraestructura. Resulta en un tema relevante para el mercado y los

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 23

inversionistas interesados, que deben conocer estas reglas de manera previa a la publicación definitiva de los documentos de selección del inversionista.

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 1 y al comentario 2.

Comentario 29.

Parágrafo 2: Se sugiere precisar en el literal que el propietario del gas lo pondrá a disposición de la demanda esencial en la medida que no lo requiera para su operación o consumo.

Respuesta:

No se acoge el comentario.

La Demanda Esencial tiene prioridad de atención. Por otro lado, la demanda de gas natural para la operación de las estaciones de compresión del SNT es parte de la Demanda Esencial.

3.3 TGI

Ante la propuesta de la CREG sobre el manejo del inventario mínimo, compartiendo responsabilidades entre el adjudicatario y los agentes, se mantiene el riesgo de reposición del gas por volúmenes a conseguir según disponibilidad del mercado internacional.

En el mismo sentido, y desde el punto de vista técnico, el requerimiento de mantener un inventario mínimo, gas de talón y el gas de operación, impacta sobre la flota de LNG carriers que llegaría a Buenaventura a descargar, así como en la propia operativa de descarga. Con fundamento en este criterio, solo serían viables descargas totales de buques de $\approx 145k$ m3, lo que limita el número de barcos disponibles en el mercado. Por otro lado, un modelo de shipping basado en descargas parciales podría tener un impacto en costes sobre el precio del GNL.

Respuesta:

La Resolución CREG 128 de 2021, que modifica la CREG 152 de 2017, no establece responsabilidades compartidas entre el adjudicatario y los agentes sobre el manejo del inventario. La responsabilidad de reponer GNL de inventario mínimo de confiabilidad es del agente que utilizó dicho gas.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 24

El requerimiento del gas talón, y gas de operación es inherente a la operación de la infraestructura de regasificación y del gasoducto. El oferente debe tener en cuenta en la preparación de sus ofertas económicas los aspectos operativos y comerciales que ello implica. Asimismo, se espera la interacción de los agentes que adquieran gas en el exterior y usen la II GP, con el adjudicatario para que las compras de gas sean de escala eficiente.

Comentario 30.

Por otro lado, se solicita modificar el modelo de gestión de inventario de GNL donde se incluya que la responsabilidad de suministro sea de un agregador que sería quien gestione el suministro en general, los inventarios mínimos, el gas de talón y el gas de operación. No es eficiente que el Adjudicatario deba gestionar recuperaciones de inventario de volúmenes que pueden ser muy pequeños, lo que generaría un gran coste logístico para traerlos. Además, es importante mantener la separación de funciones donde el Adjudicatario se limite a gestionar la infraestructura y los usuarios de la terminal tengan todas las obligaciones de gestión del GNL incluyendo la gestión del inventario de seguridad.

Conforme a lo anterior, se sugiere que el adjudicatario del proyecto no sea responsable de la reposición del GNL relacionado con el almacenamiento de seguridad en caso de que el agente correspondiente no haya respondido a tal obligación.

Respuesta

No se acoge el comentario.

Al adjudicatario no se le están imponiendo obligaciones de que tenga que adquirir el gas de su propio consumo directamente de mercados internacionales. Puede adquirirlo a través del agregador, o de quien posea el gas en inventario de la infraestructura de regasificación, por ejemplo.

En cuanto al mantenimiento del volumen de inventario mínimo de confiabilidad, ver respuesta al comentario 30.

4. ARTÍCULO 5 “Participantes en el proceso de selección para ejecutar la infraestructura de importación de gas del Pacífico”

4.1 PROMIGÁS S.A E.S.P.

Comentario 31.

Literal b: Se solicita revisar la restricción de “cualquier participación” de los participantes del proceso de selección en la actividad de producción-comercialización y comercialización de gas importado, a la luz de lo establecido en la Resolución CREG

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 25

057 de 1996 relacionado con interés económico. Lo anterior considerando que la regulación establece que no existe interés económico cuando la empresa tiene una participación menor al 25% del capital social.

Por otra parte, la Resolución CREG 114 de 2017 fue derogada.

Respuesta:

No se acoge el comentario.

La condición de participación en el proceso de selección para el proyecto específico de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico fue determinada en la Resolución CREG 113 de 2018, y no se está proponiendo modificación al respecto.

La sustentación de lo establecido en dicha resolución se encuentra publicado en el documento CREG 084 de 2018.

5. ARTÍCULO 6 “Obligaciones del adjudicatario”

5.1 CANACOL

Comentario 32.

Participantes en el proceso de selección para ejecutar la infraestructura de importación de gas del Pacífico: Esta resolución impide la participación de Productores - Comerciales naturales lo cual es una clara violación a la competencia.

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 32.

5.2 CNO - GAS

Comentario 33.

Considerando que las recomendaciones del CNO Gas no fueron tenidas en cuenta por la CREG, los comentarios a la Resolución CREG 702 006 están enfocados en solicitar que el listado de firmas auditoras a calidad de gas se aplique única y exclusivamente para el gas regasificado, excluyendo el gas en fase líquida, GNL, considerando que (i) la auditoría a este gas tiene unas prácticas internacionales a través de formulaciones matemáticas diferentes al mecanismo normal, que se apartan de una auditoría tradicional (toma de muestras y chequeo en laboratorio), (ii) las funciones del CNO Gas están relacionadas con gas en estado gaseoso y (iii) el CNO Gas no tiene competencia legal o técnica para intervenir en aspectos relacionados con GNL. De acuerdo con estas premisas, a continuación, se presentan las recomendaciones del CNO Gas en relación

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 26

con el proyecto de resolución CREG 702 006, en los siguientes términos (en letras color rojo los cambios):

□ Artículo 6, literal c) párrafo 4. El agente responsable de entregar el gas al SNT, una vez se encuentre regasificado, podrá verificar el cumplimiento de las especificaciones de calidad objetadas por el adjudicatario cuando esté inconforme con las objeciones. Esta verificación deberá hacerse mediante una auditoría que realice una firma o persona natural seleccionada de una lista elaborada por el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, en adelante CNO-Gas.

□ Artículo 6, Parágrafo 4. El CNO-Gas, de manera oportuna, deberá elaborar y mantener actualizada una lista de firmas y/o personas con reconocida experiencia en medición de especificaciones de calidad de gas que se entrega al SNT desde una Terminal de Regasificación. natural licuado y gas natural a ser inyectado en plantas de regasificación, y en sistemas de transporte por tubería. De esta lista, el agente responsable de entregar el gas desde una Terminal de Regasificación selecciona la firma o persona que verifica las especificaciones de calidad objetadas por el adjudicatario.

□ Artículo 6, Parágrafo 5. En caso de ser necesario, el CNO-Gas elaborará un protocolo que deberán seguir las firmas o personas que verificarán las especificaciones de calidad del gas regasificado entregado al SNT natural licuado que objete el adjudicatario”.

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la resolución definitiva se hacen los ajustes que se consideran pertinentes.

5.3 PROMIGÁS S.A. E.S.P

Comentario 34.

Aún cuando sea un consorcio, el Adjudicatario es uno solo, esta frase debe estar en singular.

Respuesta:

Se acoge el comentario.

Comentario 35.

Literal c: Teniendo en cuenta que la actividad de regasificación se da mucho después de recibir una carga de GNL, se solicita ajustar la redacción para que no se de a entender que debe regasificarse el gas para que el Adjudicatario lo pueda rechazar.

Respuesta:

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 27

Se acoge el comentario.

En la resolución definitiva se incluirá un ajuste al respecto.

Comentario 36.

Literal c: Existen otras causales por las cuales el GNL se puede salir de especificaciones, por ejemplo el envejecimiento del mismo por largos períodos sin uso. En este caso pese a que cuando se recibió cumplía con especificaciones, al no ser utilizado cambia su composición, situación que no está bajo el control del adjudicatario.

Respuesta:

El párrafo 3 del Artículo 6 vigente, establece que las pérdidas de calidad del gas natural licuado por envejecimiento en el almacenamiento no serán responsabilidad del adjudicatario, y su regulación se determinará en resolución aparte

Comentario 37.

Literal c: Este procedimiento de verificación del cumplimiento de las especificaciones de calidad por parte del agente encargado de entregar el gas, no se alinea con los tiempos establecidos en contratos estandar de suministro de LNG. Estos contratos tienen cláusulas más expeditas para estos casos y no dan a espera a que el CNO elabore un lista de auditores, o en dado caso que se tenga el listado del CNO Gas, el auditor seleccionado sea contratado y éste realice la verificación.

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 33.

6. ARTÍCULO 7 “Ingreso anual esperado, IAE”

6.1 PROMIGÁS S.A. E.S.P.

Comentario 38.

Si bien en el caso de una terminal en tierra es factible, en el caso de una terminal con FSRU es complejo presentar el IAE desagregado por los componentes [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 frio.]

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 28

Lo anterior porque, en el caso de una FSRU, tales costos están incluidos en un fee de arrendamiento.

Se solicita reconsiderar esta desagregación de valores más aún cuando el IAE se pagará independientemente de los servicios que se presten.

Respuesta:

No se acoge el comentario.

La desagregación solicitada se explica en el mismo texto del Artículo 7, cuando se establece que 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. Es decir, como posible referencia para establecer tarifas de los contratos de los servicios asociados, que pasan a generar ingresos de corto plazo.

7. ARTÍCULO 8 “Remuneración de la infraestructura de importación de gas del Pacífico”

7.1 EPM

Comentario 39.

En este artículo se detallan los tipos de ingresos que recibirá el adjudicatario del proyecto por los servicios asociados y por los servicios adicionales que preste. Frente a los servicios adicionales según el artículo 32 de la resolución CREG 107 de 2017, lo que recibe el adjudicatario es el ingreso por la prestación de estos servicios contratados directamente con los compradores. El porcentaje del 10% sobre el ingreso adicional que se menciona en el artículo 15 de esta propuesta, es para descontárselo a la demanda beneficiaria de tales proyectos, como un reconocimiento adicional por parte de quien contrate servicios adicionales sobre la infraestructura de importación y disminuir así su pago como beneficiarios. Por lo anterior sugerimos revisar y modificar la redacción de dicho artículo.

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Lo que establece el texto es que el adjudicatario recibirá, entre otros ingresos, el porcentaje de los ingresos por los servicios adicionales que serán recaudados directamente por el adjudicatario, previstos en el Artículo 32 de la Resolución CREG 127 de 2021. Esto implica, por tanto, que para el cálculo de los montos a recaudar de los beneficiarios del proyecto IIGP, ese mismo valor se descuenta del pago de los beneficiarios, como se puede evidenciar de la fórmula del Anexo 4 de la Resolución

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 29

CREG 127 de 2021 con un valor a restar al cálculo de valor a facturar por el adjudicatario, factor $-(PSA \times SA_{PAGNm,t})$.

8. ARTÍCULO 10 “Suscripción de contratos y garantías de cumplimiento”

8.1 CANACOL

Comentario 40.

Garantías de cumplimiento: lo estipulado en este artículo no prevee un retraso del proyecto o que este nunca entre en operación. No es aceptable que si el adjudicatario no cumple con lo establecido en el cronograma, es decir que la fecha de puesta en operación sea posterior a la FPO aprobada, no estará sujeto a una sanción, sino que se ajustará la remuneración de acuerdo con lo establecido en la Resolución.

Respuesta:

No se acoge el comentario.

La Resolución CREG 152 de 2017 y sus modificatorias, es complementaria de la Resolución CREG 107 de 2017 y sus modificatorias. En esta última resolución están previstos los períodos de pago e incentivos de cualquier proyecto PAGN, incluyendo el IIGP.

El adjudicatario no es sujeto de sanción por un atraso en la fecha de puesta en operación del proyecto, pero sí está sujeto a que el PEP para la remuneración del ingreso anual esperado se cuenta a partir de la FPO vigente por el MME, y su remuneración se inicia a partir de la fecha de puesta en operación certificada por el auditor del proyecto. Esto implica que si el adjudicatario tuvo un retraso de 1 año respecto de la FPO vigente por el MME, la remuneración del proyecto será de 1 año menos del total de años del período estándar de pagos. Si por ejemplo el PEP es de 15 años, la remuneración del proyecto corresponderá a 14 años en el caso mencionado.

9. ARTÍCULO 11 “Asignación de los servicios asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico”

9.1 EPM

Comentario 41.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 30

Asignación de los servicios asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico (Art 11) En la propuesta se menciona que los procedimientos que se deben seguir para la asignación de los servicios asociados a la infraestructura de importación del Pacífico, serán determinados por la CREG en resolución aparte. Sobre este tema la última propuesta fue puesta a consideración por medio de la Resolución CREG 185 de 2017, por lo que vemos oportuno someterla nuevamente a consideración.

De igual manera, es necesaria la reglamentación definitiva de la remuneración del transporte de gas para el pago del SNT existente entre Yumbo y Mariquita bajo la pareja 10-90, el AOM fijo máximo del 20% y el pago de la pareja 50-50 de la nueva compresión requerida; para que los agentes térmicos definan si pueden o no adquirir contratos de capacidad para respaldar las OEF asignadas y así contribuir dentro del esquema de

remuneración de dicha infraestructura, solicitud que fue realizada en comunicación EPM 20210130206831 de Julio de 2021, enviada tanto a la CREG como a la UPME.

Igualmente, en el párrafo de este artículo se menciona que los interesados en estos servicios asociados deberán constituir garantías de seriedad, lo cual sugerimos revisar, pues en otros apartes se da a entender que para el acceso a los servicios asociados, se requeriría algún esquema sobre garantías de cumplimiento de cara a los contratos que se suscriban de manera bilateral, entre el adjudicatario y un comprador del mercado primario.

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 28.

10. ARTÍCULO 12 “Ingreso regulado por fecha anticipada de entrada en operación de la infraestructura de importación del gas del pacífico”

10.1 PROMIGÁS S.A. E.S.P.

Comentario 42.

Parágrafo 1: Favor aclarar, ¿cuál es el incentivo que tendría el adjudicatario de realizar una entrada anticipada sin recibir un pago asociado? Esta señal sería contraria a las señales de la Ley 142 de 1994, que establece la imposibilidad de prestar servicios gratuitos.

Respuesta:

No se acoge el comentario.

La Resolución CREG 152 de 2017, modificada por la Resolución CREG 128 de 2021 establece en el párrafo 1 del Artículo 13 que “*Si la fecha anticipada de entrada en*

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 31

*operación no está establecida en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural vigente, el adjudicatario podrá poner en operación el proyecto sin recibir **los pagos mencionados anteriormente hasta la FPO.*** (subrayado con negrilla fuera de texto).

Los “pagos mencionados anteriormente” corresponden de acuerdo con la lectura del texto, a los pagos del ingreso regulado. Es decir, si la fecha anticipada de entrada en operación no está establecida en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural vigente, el adjudicatario podrá poner en operación el proyecto sin recibir los pagos del ingreso regulado hasta la FPO, básicamente los pagos del IAE. Una vez se alcanza la FPO, se iniciará la remuneración de dichos pagos, que se insisten, son cuando el MME no ha establecido fecha anticipada. En el caso del proyecto IIGP el MME sí estableció fecha anticipada, la cual fue modificada en la Resolución MME 40281 de 2022.

Durante la operación en fecha anticipada, por tanto, el adjudicatario sí podrá cobrar por los servicios asociados que le sean contratados.

En todo caso, con base en el comentario recibido se ha realizado un ajuste al texto para que quede más claro lo anteriormente explicado.

11. ARTÍCULO 13 “Ingreso regulado durante la operación parcial anticipada de la infraestructura de importación del gas del pacífico”

11.1 PROMIGÁS S.A. E.S.P.

Comentario 43.

Parágrafo 1: Favor aclarar, ¿cuál es el incentivo que tendría el adjudicatario de realizar una entrada anticipada sin recibir un pago asociado? Esta señal sería contrataría a las señales de la Ley 142 de 1994, que establece la imposibilidad de prestar servicios gratuitos.

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 42.

Comentario 44.

Parágrafo 3: La fecha prevista en esta norma es de imposible cumplimiento. Deben actualizarla.

Respuesta:

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 32

El Ministerio de Minas y Energía publicó el 3 de agosto de 2022 la Resolución 40281 de 2022, mediante la que se modifica la fecha de puesta en operación de algunos proyectos relacionados en la Resolución 40304 de 2020.

Comentario 45.

Parágrafo 4: Se solicita aclarar, en este caso quién corre con los gastos de la infraestructura necesaria para hacer entrada en operación parcial anticipada? Por ejemplo camiones, cisternas, estación satélite de regasificación entre otros.

Respuesta:

El adjudicatario debe asumir la totalidad de los costos de la infraestructura necesaria para la operación parcial anticipada, tanto de inversión, como de AOM. Para ello cuenta con el incentivo de la remuneración establecida que corresponde a un factor de $100\% + 25\% = 125\%$ que se aplica al valor mensualizado del primer año del período estándar de pagos, que se obtiene de dividir por 12 el valor del IAE total del adjudicatario para el primer año del PEP.

11.2 TGI

Comentario 46.

En cuanto a la ecuación para calcular el ingreso regulado durante la operación parcial anticipada de la infraestructura de importación del gas del Pacífico, para la variable *COPYPOPm* : *Capacidad puesta en operación parcial para entrega de gas natural regasificado al Sistema Nacional de Transporte en un punto de entrega ubicado en el límite geopolítico del municipio de Yumbo – Valle del Cauca, en el mes m, dado en MPCD*, es necesario precisar que la capacidad puesta en operación puede darse a través de mecanismos diferentes a transporte por gasoducto.

Respuesta:

No se acoge el comentario.

El parágrafo 4 del Artículo 14 vigente establece que durante la operación parcial, para la entrega de gas regasificado al Sistema Nacional de Transporte en un punto de entrega ubicado en el límite geopolítico del municipio de Yumbo – Valle del Cauca, el adjudicatario podrá utilizar modos de transporte de gas diferentes al transporte por gasoducto.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 33

12. ARTÍCULO 14 “Compensaciones por indisponibilidad”

12.1 TGI

Comentario 47.

Para la etapa de construcción, sugerimos que se incluya una compensación en el caso en que haya demoras prolongadas en la entrada del proyecto por eventos ajenos al control del adjudicatario. Para lograr lo anterior, se propone lo siguiente:

a. Se requiere tener una fecha cierta de inicio de cobro del Ingreso Anual Esperado (IAE), por lo que proponemos que esta se establezca independientemente del efecto y de la prolongación en el tiempo que pueda llegar a causar un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña y evento eximente de responsabilidad. A partir de esa fecha cierta, se debería empezar a recibir el 100% del valor invertido y además, reconocer los sobre costos asociados. Lo planteado en el proyecto de resolución sobre el reconocimiento con límite de solo un año, le resta incentivos a un posible inversionista y dificulta la bancabilidad del proyecto.

Respuesta:

En la resolución CREG 107 de 2017 y sus modificatorias se establecen los períodos de de pagos e incentivos, así como las demás condiciones generales para la ejecución de los proyectos PAGN, incluyendo el proyecto IIGP.

En ese sentido ver la respuesta al comentario 103 del documento de soporte de la resolución compilatoria CREG 102 008 de 2022.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 34

ANEXO 2 FORMULARIO DE COMPETENCIA SIC



CUESTIONARIO DE ABOGACÍA DE LA COMPETENCIA - ACTOS ADMINISTRATIVOS EXPEDIDOS CON FINES REGULATORIOS

OBJETO DEL PROYECTO DE REGULACIÓN:	Por la cual se hacen unos ajustes y se compila la Resolución CREG 152 de 2017 <i>"Por la cual se establecen reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural"</i>	No. DE RESOLUCIÓN O ACTO: Resolución CREG 102 009 de 2022
ENTIDAD QUE REMITE:	Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG	FECHA: 05 de agosto de 2022
CUESTIONARIO		
PREGUNTA	SI	NO
EXPLICACIÓN	OBSERVACIONES	
1. ¿La regulación limita el número o la variedad de las empresas en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:		
a) Otorga derechos exclusivos a una empresa para prestar servicios o para ofrecer bienes.	XX	
b) Establece licencias, permisos, autorizaciones para operar o cuotas de producción o de venta.	XX	
c) Limita la capacidad de cierto tipo de empresas para ofrecer un bien o prestar un servicio.	XX	
d) Eleva de manera significativa los costos de entrada o salida del mercado para las empresas.	XX	

e)	Crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o servicios o a la inversión.		XX		
f)	Incrementa de manera significativa los costos:				
	i) Para nuevas empresas en relación con las empresas que ya operan en un mercado o mercados relevantes relacionados, o		XX		
	ii) Para unas empresas en relación con otras cuando el conjunto ya opera en uno o varios mercados relevantes relacionados.		XX		
2.	¿La regulación limita la capacidad de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:				
a)	Controla o influye sustancialmente sobre los precios de los bienes o servicios o el nivel de producción.		XX		
b)	Limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos.		XX		
c)	Limita la libertad de las empresas para promocionar sus productos.		XX		
d)	Otorga a los operadores actuales en el mercado un trato diferenciado con respecto a las empresas entrantes.		XX		
e)	Otorga trato diferenciado a unas empresas con respecto a otras.		XX		
f)	Limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su forma de organización industrial.		XX		

g)	Limita la innovación para ofrecer nuevos productos o productos existentes pero bajo nuevas formas.		XX		
3.	¿La regulación implica reducir los incentivos de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:				
a)	Genera un régimen de autorregulación o correulación.		XX		
b)	Impone la obligación de dar publicidad sobre información sensible para una empresa que podría ser conocida por sus competidores (por ejemplo precios, nivel de ventas, costos, etc.)		XX		
CONCLUSIONES					
Considerando que la respuesta al conjunto de preguntas contenidas en el cuestionario resulta negativa, se concluye que no es necesario someter la resolución evaluada a la Superintendencia de Industria y Comercio.					