



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**POR LA CUAL SE HACEN UNOS AJUSTES Y
SE COMPILA LA RESOLUCIÓN CREG 107 DE
2017**

**Por la cual se establecen los procedimientos
que se deben seguir para ejecutar proyectos
del plan de abastecimiento de gas natural**

**DOCUMENTO CREG-702 005
31 DE MAYO DE 2022**

Contenido

1.	ANTECEDENTES	3
2.	INFORMACIÓN GENERAL.....	4
3.	DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	5
4.	OBJETIVO GENERAL	7
5.	ALTERNATIVAS Y ANÁLISIS	7
5.1	Alternativa 1. No modificar las disposiciones vigentes en la resolución CREG 107 de 2017 y sus modificatorias	7
5.2	Alternativa 2. Ajustar las disposiciones vigentes en la resolución CREG 107 de 2017 y compilarlas.....	7
6.	PROPUESTAS.....	8
6.1	Sobre las garantías que debe presentar el transportador recaudador	8
6.2	Sobre las obligaciones del adjudicatario	8
6.3	Sobre los informes del auditor	9
6.4	Oficialización de los costos de la auditoría en el Ingreso Anual Esperado del adjudicatario.....	9
6.5	Esquema de facturación y recaudo cuando el Transportador adjudicatario atiende beneficiarios del proyecto.	9
6.6	Hitos de la curva S.....	10
6.7	Ajustes del valor de la garantía de cumplimiento ante adelantos en los hitos de la curva S.....	10
6.8	Ajustes del valor de la garantía de cumplimiento ante retrasos en la puesta en operación del proyecto.	11
6.9	Determinación del retraso con incumplimiento insalvable.....	12
6.10	Presentación de las ofertas en procesos de selección	13
6.11	Esquema de contraoferta.....	17
6.12	Oficialización de los ingresos del adjudicatario	18
6.13	Período de pagos e incentivos.....	20
6.14	Remuneración ante indisponibilidad del proyecto en la etapa de prestación del servicio.....	23
6.15	Garantías del adjudicatario	24
6.16	Cálculo de los pagos de los beneficiarios	25
7.	IMPACTOS ESPERADOS DE LA PROPUESTA.....	25
8.	RECOMENDACIÓN	26

POR LA CUAL SE HACEN UNOS AJUSTES Y SE COMPILA LA RESOLUCIÓN CREG 107 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. Posteriormente, a través del Decreto 2345 de 2015 se adicionó al Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y seguridad del abastecimiento del suministro de gas natural estableciendo ordenamientos para la identificación, ejecución y remuneración de los proyectos requeridos con este fin.

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, y se dictaron otras disposiciones.

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, cuyo objeto es 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.

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 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". Finalmente, el Artículo 4 de la misma, deroga la Resolución 4 0006 de 2017.

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.

2. INFORMACIÓN GENERAL

La Resolución CREG 107 de 2017 tiene por objeto establecer los procedimientos que se deben seguir para la ejecución de proyectos del plan de abastecimiento de gas natural, o del plan transitorio de abastecimiento de gas natural, adoptado por el Ministerio de Minas y Energía.

La misma resolución contempla cuatro capítulos, donde no solo se establecen los criterios y procedimientos para la selección de los adjudicatarios de los proyectos, sino también el conjunto de disposiciones generales complementarias que determinan la manera de remunerar a los ejecutores (agentes incumbentes o adjudicatarios), y las condiciones de ejecución de los proyectos para garantizar su entrada en operación oportuna.

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”*. Como resultados de sus análisis, la Comisión identificó la necesidad de adoptar regulación complementaria a la establecida en la citada Resolución CREG 107 de 2017, para el desarrollo de los proyectos del plan transitorio de abastecimiento de gas natural relacionados con importación de gas del Pacífico. Así las cosas, la CREG profirió la Resolución CREG 152 de 2017, a su vez modificada posteriormente por la

Resolución CREG 113 de 2018, donde se establecen criterios adicionales para la selección de los adjudicatarios y la remuneración de estos proyectos.

La Comisión ha adelantado con posterioridad a la publicación de la Resolución CREG 107 de 2017, varios estudios y avances regulatorios en torno a los criterios generales y específicos de la nueva metodología para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del sistema nacional de transporte, así como sobre otras disposiciones en materia de transporte de gas natural. Uno de estos estudios estaba enfocado en determinar la remuneración que reconozca los costos en que incurren los transportadores responsables de los sistemas de transporte, en los que se encuentran beneficiarios de proyectos adjudicados del plan de abastecimiento de gas natural, por realizar actividades de liquidación, actualización, facturación y recaudo de los pagos que hacen los remitentes beneficiarios al transportador y la transferencia de estos pagos al adjudicatario del proyecto.

Como resultado de dichos estudios, y de los análisis realizados, la CREG ha publicado varios actos con relación a la actividad de transporte. 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. Así mismo, está la Resolución CREG 175 de 2021, mediante la cual se 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 materia de transporte de gas natural. En esta resolución se incluye el capítulo II del Título III en el que se determinan aspectos para la ejecución de proyectos prioritarios establecidos en el plan de abastecimiento de gas natural adoptado por el Ministerio de Minas y Energía.

Por último, la CREG ha publicado la resolución CREG 102 001 de 2022, 102 005 de 2022 y 102 006 de 2022, mediante las que se hacen ajustes a la Resolución CREG 175 de 2021.

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 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.

Es parte de los posibles resultados de los procesos de selección para la ejecución de los proyectos IPAT por parte de los transportadores incumbentes que declararon su intención de ejecutarlos, algunos desistan finalmente de su ejecución, casos en los cuales procederá a continuación el desarrollo por la UPME de procesos de selección para la ejecución de tales proyectos. De igual manera es parte de los posibles resultados de un proceso de selección que los interesados en participar en los mismos desistan y no presenten ofertas. Esto puede ocurrir cuando en la ponderación de los riesgos del proyecto, el inversionista considere que los mismos conllevan a costos que afectan de forma significativa los retornos esperados de la inversión a realizar. Estos riesgos pueden estar desde la misma estructuración del proyecto, hasta los incentivos que se ofrezcan desde el marco jurídico que norma la labor del inversionista (i.e., normas legales y disposiciones regulatorios), entre otras.

Lo anterior puede implicar que las señales dadas al mercado derivadas de la regulación CREG 107 de 2017 y aquellas que la modifican o sustituyan, implementadas por la UPME en el proceso GN No. 01 – 2020, no dan los suficientes incentivos para la participación efectiva de diferentes interesados. La ausencia de incentivos adecuados para la selección de los adjudicatarios de los proyectos del PAGN puede tener como resultado atrasos en la ejecución de las obras de expansión e inicio de la prestación del servicio de transporte de los mismos y que son requeridos para asegurar la confiabilidad del abastecimiento, permitiendo la expansión del servicio domiciliario de gas natural a nuevos usuarios y brindar así la confiabilidad en su suministro.

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

¹ IIGP: Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico”

una posible percepción de mayor riesgo regulatorio y, por ende, un posible menor interés en participar en los procesos que se adelanten.

4. OBJETIVO GENERAL

Establecer 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 y compilar la regulación aplicable a los proyectos incluidos en dicho Plan, para la definición de: i.) Los mecanismos necesarios para el desarrollo de los proyectos por parte de los transportadores incumbentes o por los adjudicatarios seleccionados mediante mecanismos abiertos y competitivos; ii.) La remuneración de los prestadores del servicio mediante de los proyectos del PAGN; y, iii.) Las obligaciones de los agentes durante la construcción de los proyectos.

5. ALTERNATIVAS Y ANÁLISIS

5.1 Alternativa 1. No modificar las disposiciones vigentes en la resolución CREG 107 de 2017 y sus modificatorias

Esta alternativa consiste en mantener las disposiciones vigentes establecidas en la Resolución CREG 107 de 2017 y sus modificatorias para el desarrollo de los proyectos previstos por el Ministerio de Minas y Energía en el PAG.

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

Los resultados obtenidos por la UPME con el desarrollo del proceso UPME GN No. 01 – 2020 pueden evidenciar que, de no hacerse nada actualmente, futuras convocatorias de la UPME tendrán resultados similares. Más aún cuando la UPME ha identificado aspectos relevantes para que una nueva convocatoria en particular del proyecto IIGP, lleve a ser culminada de manera exitosa.

5.2 Alternativa 2. Ajustar las disposiciones vigentes en la resolución CREG 107 de 2017 y compilarlas

Con esta alternativa se busca ajustar la regulación vigente, en particular, los incentivos para inducir una mayor participación en los procesos de selección de los adjudicatarios de los proyectos del PAGN, así como de dar mayor transparencia a las obligaciones que tendrán.

Adicionalmente se busca que las diversas resoluciones CREG expedidas en torno a la ejecución de proyectos del PAGN sea compilada de manera que solo exista una resolución de referencia a ser considerada por parte de los inversionistas y del público en general, que lleve a reducir el riesgo de comprensión y entendimiento claro de lo vigente al momento de celebrarse los procesos de selección por parte de la UPME, o los procesos de aprobación para la ejecución de proyectos IPAT por parte de los transportadores incumbentes.

6. PROPUESTAS

A continuación, se presentan los ajustes que se proponen realizar a la Resolución CREG 107 de 2017 y que se ponen a consideración de los participantes del mercado de gas natural y de terceros interesados. Estos ajustes responden a las observaciones enviadas por la UPME mediante su comunicación con radicado CREG E-2022-005571 del pasado 17 de mayo de 2022, así como de análisis internos de la Comisión.

6.1 Sobre las garantías que debe presentar el transportador recaudador

En el párrafo 1 del artículo 17 de la Resolución CREG 107 de 2017, se encuentra una disposición para cubrir el riesgo asociado a los recursos que debe recaudar el transportador para transferirlo al adjudicatario del proyecto IIGP.

Resulta necesario señalar que, conforme a las disposiciones que se han emitido, como parte de la prestación del servicio de transporte, el transportador de gas natural debe recaudar los pagos de los beneficiarios de los proyectos de los planes de abastecimiento de gas natural.

Actualmente se encuentra dispuesto el valor que debe garantizar el transportador, que corresponde a un (1) ingreso mensual a pagar, IMT. En el análisis del riesgo del adjudicatario de pago incompleto, se identificó la necesidad de incrementar el monto de la garantía a dos (2) IMT.

Lo anterior en razón a que, considerando la duración de los ciclos de liquidación, facturación, recaudo y transferencia de dineros del transportador al adjudicatario resulta más adecuado y proporcional incrementar el valor garantizado.

6.2 Sobre las obligaciones del adjudicatario

Con el objeto de dar mayor precisión a las obligaciones que los adjudicatarios de los proyectos del PAGN tienen respecto a cada uno de ellos, los servicios que prestarán y la calidad de los mismos, se propone ajustar las disposiciones

contenidas en el artículo 7 de la Resolución CREG 107 de 2017, modificada por la resolución CREG 127 de 2021, estableciendo que la UPME podrá adicionar los requerimientos que considere necesarios para el cubrimiento de los riesgos asociados a la etapa pre-operativa de los proyectos, como son aquellos que puedan surgir durante el montaje, construcción y desarrollo de obras civiles, mecánicas, eléctricas, operación, responsabilidad civil, etc.

Un ejemplo de los posibles requerimientos adicionales que podría imponer la UPME a los adjudicatarios, es la obligación de presentar pólizas de seguros con ciertas características durante las etapas pre-operativas de los proyectos. Si bien es una buena práctica, no necesariamente es una práctica generalizada. En este orden de ideas, la UPME como planificador del sector y gestor de los procesos de selección, tiene inherencia en los requerimientos que deberá cumplir cualquier adjudicatario.

6.3 Sobre los informes del auditor

Con el objeto de dar transparencia al desarrollo de los proyectos del PAGN, se propone que los informes del auditor contengan un resumen de los hallazgos, así como de la metodología implementada y de los resultados de la auditoría. Si bien los informes del auditor son de carácter público, su contenido no es necesariamente transparente para los participantes del mercado y para terceros interesados. Así las cosas, al realizar estos ajustes a las disposiciones de la Resolución CREG 107 de 2017, se facilita la transmisión de información entre todas las partes interesadas en el proyecto.

6.4 Oficialización de los costos de la auditoría en el Ingreso Anual Esperado del adjudicatario.

Se propone incluir, para efectos de la oficialización del ingreso Anual Esperado de los adjudicatarios, en el primer año del PEP, los costos de la duración total del contrato de auditoría del proyecto cuando estos costos no hayan sido parte de las ofertas presentadas al proceso de selección desarrollado por la UPME. Esta situación se puede dar cuando antes de la entrega de las ofertas económicas a los procesos de selección, no se conocen los valores del contrato de auditoría.

6.5 Esquema de facturación y recaudo cuando el Transportador adjudicatario atiende beneficiarios del proyecto.

Se proponen ajustes en los textos del Artículo 17 en cuanto considerar que si el adjudicatario constituido como transportador atiende beneficiarios por medio del propio proyecto del PAGN que este ha ejecutado, no implique que se facture a sí mismo para efectos del pago de los valores recaudados por sí mismo de los

beneficiarios, y no tenga que presentar una garantía de pago que a la vez lo obligue y lo cubra a sí mismo.

6.6 Hitos de la curva S

Se propone la inclusión de unos hitos de impacto significativo en el avance de la construcción de los proyectos de manera que sirvan de referencia para evidenciar adelantos o atrasos significativos que permitan prever con suficiente anterioridad si se va a dar cumplimiento o no a la fecha de puesta en operación FPO establecida por el MME en el PAGN.

El hito de la curva S es aquel tipo de evento identificado por la UPME en los documentos que hacen parte del proceso de selección del mecanismo abierto y competitivo, que debe cumplirse en una fecha máxima determinada por la UPME previa a la FPO. Podrán ser Hitos de la curva S a ser identificados por la UPME, entre otros los siguientes: Obtención del derecho al uso de los terrenos para el proyecto, Consultas previas, Permisos y licencia ambiental del proyecto (aprobación DAA y EIA), Orden de compra de los equipos del proyecto, Permisos y licencias para conexiones del proyecto a infraestructura existente.

Adicionalmente, se propone como incentivo para el cumplimiento adelantado de cada uno de los hitos de la curva S la reducción del valor vigente de la garantía de cumplimiento, hasta un límite de reducción del quince por ciento (15) del valor inicialmente establecido.

6.7 Ajustes del valor de la garantía de cumplimiento ante adelantos en los hitos de la curva S

Como incentivo al cumplimiento adelantado de hitos de la curva S, se propone el siguiente esquema de ajuste de la garantía de cumplimiento de la construcción del proyecto.

Cuando se dé cumplimiento a un Hito de la curva S en una fecha previa a la estipulada en el cronograma presentado por el adjudicatario o transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos IPAT, éste podrá reducir el valor de la garantía en los siguientes porcentajes a aplicar sobre el valor de la garantía vigente. En ningún caso, el valor máximo acumulado de reducción de porcentaje por estos ajustes podrá superar el quince por ciento (15%):

Porcentaje de anticipación a la fecha establecida en el cronograma del adjudicatario	Porcentaje de reducción en el valor vigente de la garantía de cumplimiento
PA > 30%	5%

PA > 20%	4%
PA > 10%	3%

El porcentaje de anticipación se calcula de la siguiente manera:

$$PA = 1 - (Hr / Hc)$$

Donde:

PA: Porcentaje de anticipación del Hito de la curva S.

Hr: Número de días que transcurren entre la fecha de inicio de la construcción del proyecto y la fecha de cumplimiento del hito de la curva S.

Hc: Número de días que transcurren entre la fecha de inicio de la construcción del proyecto y la fecha establecida en el cronograma presentado en la oferta del adjudicatario para el cumplimiento del Hito de la curva S.

Como condición para el ajuste de la garantía, el adjudicatario deberá presentar al Patrimonio Autónomo una certificación del auditor del proyecto de que el Hito de la curva S lo considera cumplido especificando la fecha de dicho cumplimiento. En consecuencia, el auditor del proyecto deberá informar la ocurrencia de dicha situación y la fecha de actualización de la garantía de cumplimiento, en el siguiente informe periódico que presente, de acuerdo con lo señalado en el Artículo 24 de la presente Resolución.

6.8 Ajustes del valor de la garantía de cumplimiento ante retrasos en la puesta en operación del proyecto.

Se propone modificar el esquema de actualización mensual de las garantías, para que la actualización o ajuste se realice solamente cuando el auditor del proyecto identifica retrasos en la ejecución del proyecto, cada vez que se actualiza la curva S y el cronograma de ejecución real. Si hay cambios en la fecha de puesta en operación del proyecto aprobados por el Ministerio de Minas y Energía, el cambio de la fecha no implicará que se deba actualizar el valor de la garantía de cumplimiento, y deberá llevar a una actualización de la curva S y del cronograma de ejecución real. El esquema propuesto es el siguiente:

El valor de la garantía será objeto de ajustes cuando el auditor identifique en su reporte retrasos en la ejecución del proyecto, cada vez que se actualiza la curva S y el cronograma de ejecución real. Para ello cada tres (3) meses debe ser actualizada la curva S y el cronograma de ejecución real, que servirán de referencia para obtener el porcentaje de avance de la construcción del Proyecto. El porcentaje

de retraso obtenido por el auditor, de verá ser informado por el auditor al adjudicatario o al agente incumbente que ejecute en primera instancia el Proyecto, en los siguientes tres (3) días hábiles y este último deberá ajustar en un plazo máximo de 15 días calendario el valor de la garantía conforme la siguiente tabla:

Porcentaje de retraso	Porcentaje de incremento en el valor de la garantía de cumplimiento
0% < retraso < 12,5%	50%
12,5% <= retraso < 25,0%	100%
25,0% <= retraso < 37,5%	150%
37,5% <= retraso < 50,0%	200%

En caso de que en una siguiente revisión del auditor de la curva S y del cronograma de ejecución real se observe una reducción del porcentaje de retraso, el adjudicatario o el agente incumbente que ejecute en primera instancia el Proyecto podrá reducir el valor de la garantía de cumplimiento, de acuerdo con la tabla anterior y el nuevo porcentaje de retraso informado por el auditor del proyecto.

El retraso será calculado por el auditor de la siguiente manera:

$$\text{Retraso} = \text{NDR} / \text{NDFPO}$$

Donde:

NDR: Número de meses contados entre: a.) La fecha proyectada de puesta en operación del proyecto, de acuerdo con el cronograma actualizado revisado por el auditor; y, b.) LA FPO inicial adoptada por el MME o la ajustada por el MME de acuerdo con lo establecido en el Artículo 22 de la presente resolución.

NDFPO: Número de meses contados entre: a.) La fecha de adjudicación del proceso o de la publicación de la resolución en firme de la CREG en la que adopta el valor eficiente y la remuneración de la inversión y de los gastos de AOM correspondientes al transportador incumbente que ejecuta en primera instancia un proyecto IPAT; y, b.) La FPO inicial adoptada por el MME, sin modificaciones.

6.9 Determinación del retraso con incumplimiento insalvable

Se propone precisar la manera en que el auditor debe identificar si se presenta un retraso en la fecha real de puesta en operación del proyecto que sea mayor o igual al cincuenta por ciento (50%) del plazo previsto en el cronograma de ejecución del proyecto. La propuesta es la siguiente:

Para calcular el retraso el auditor debe realizar el siguiente cálculo:

Retraso = $NDR / NDFPO$

Donde:

NDR: Número de meses contados entre: a.) La fecha proyectada de puesta en operación del proyecto, de acuerdo con el cronograma actualizado revisado por el auditor; y, b.) LA FPO inicial adoptada por el MME o la ajustada por el MME de acuerdo con lo establecido en el Artículo 22 de la presente resolución.

NDFPO: Número de meses contados entre: a.) La fecha de adjudicación del proceso o de la publicación de la resolución en firme de la CREG en la que adopta el valor eficiente y la remuneración de la inversión y de los gastos de AOM correspondientes al transportador incumbente que ejecuta en primera instancia un proyecto IPAT; y, b.) La FPO inicial adoptada por el MME, sin modificaciones.

6.10 Presentación de las ofertas en procesos de selección

Se propone modificar el esquema de presentación de las ofertas en los procesos de selección que deba adelantar la UPME. Actualmente con la regulación vigente, el proponente debe presentar una oferta económica que deberá corresponder a un ingreso anual esperado, expresado en pesos constantes del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de presentación de la propuesta, y para el PEP contado a partir de la FPO; este IAE se utilizará para calcular el valor de la oferta.

Ese IAE que se presenta en la oferta económica con la regulación vigente, debe reflejar los costos asociados con la preconstrucción (incluyendo diseños, servidumbres, estudios, licencias ambientales y términos para su trámite y demás permisos o coordinaciones interinstitucionales) y construcción (incluyendo la interventoría de la obra y las obras que se requieran para la viabilidad ambiental del proyecto), el costo de conexiones al sistema de transporte y estaciones de transferencia de custodia que se requieran, el costo de oportunidad del capital invertido y los gastos de administración, operación y mantenimiento correspondientes, AOM. Adicionalmente, el IAE presentado por el proponente debe cubrir toda la estructura de costos y de gastos en que incurra en desarrollo de su actividad durante el período de pagos y en el contexto de las leyes y la reglamentación vigente.

Por otra parte, con la regulación vigente, el proponente con la presentación de su oferta, acepta que el IAE remunera la totalidad de las inversiones y gastos AOM correspondientes al respectivo proyecto, incluyendo los gastos de combustible o energía asociada a la operación de estaciones de compresión u otra infraestructura y la reposición de activos que componen el proyecto cuando sea necesario. Por tal

razón asume la responsabilidad y el riesgo inherentes a la ejecución y explotación del proyecto.

Con la propuesta que se presenta y el nuevo esquema, se requiere especificar ciertos componentes del Ingreso Anual Esperado, buscando los siguientes efectos principales:

- 1.) Que se logre realizar comparaciones entre las ofertas que consideren, no solo el costo de inversión, sino también el efecto de la eficiencia en la infraestructura propuesta, ya sea en el diseño o en los equipos que se externaliza en un mayor o menor consumo de gas en la puesta en operación y posterior prestación del servicio del proyecto. Básicamente se busca que se ponderen más efectivamente los costos de una posible alta inversión en sistemas o equipos más eficientes, pero derivado de ello, con menores costos de energéticos y AOM en general, respecto de una propuesta con baja inversión, pero con altos costos de AOM derivado de esa baja inversión.
- 2.) Del mismo modo, con base en este nuevo esquema de presentación de ofertas económicas, se plantea el desarrollo de un nuevo esquema de remuneración, que más adelante se explica, ante las diversas etapas por las que transcurre el adjudicatario, no solo en la construcción del proyecto, sino también en la operación y prestación efectiva del servicio, algo que con el esquema vigente no se hace posible.
- 3.) Se reconozcan los costos reales en que incurra por una sola vez el adjudicatario, cuando adquiera gas natural en su debido momento, para:
 - Cantidad de gas de empaquetamiento de gasoductos;
 - Cantidad del gas de pruebas de la infraestructura del proyecto;
 - Cantidad del gas de llenado del inventario mínimo de confiabilidad en el caso de que se haya establecido para infraestructuras de regasificación;
 - Cantidad del gas de talón, en el caso de infraestructuras de regasificación.

Con lo anterior se busca evitar que el proponente asuma un riesgo de precio del combustible que no sabe cuándo finalmente deberá recibir para el uso mencionado, más cuando en las actuales circunstancias de los mercados internacionales de gas natural, hay significativos incrementos en la valoración del gas natural en el corto y mediano plazo.

Asimismo, se vuelve un elemento transparente y que permite comparaciones más efectivas en la oferta, y mejores ofertas por cuanto se reduce el riesgo de internalizar en la oferta un alto precio del gas natural con el fin de cubrirse ante escenarios de altos precios futuros.

- 4.) Se reconozcan los costos reales en que incurra el adjudicatario periódicamente, para el gas de reposición del gas natural licuado evaporado que es removido (boil-off gas), en el caso de infraestructuras de regasificación y para el gas de operación de la totalidad de la infraestructura del proyecto.

Con lo anterior se busca evitar que el proponente asuma un riesgo de precio del combustible que no sabe cuándo finalmente deberá recibir para el uso mencionado, más aún cuando en las actuales circunstancias de los mercados internacionales de gas natural, hay significativos incrementos en la valoración del gas natural en el corto y mediano plazo y no hay modo de garantizar un precio de suministro para un proyecto de prestación del servicio que debe entrar en operación hacia finales de 2027, por 15 años por lo menos.

Asimismo, se vuelve un elemento transparente y que permite comparaciones más efectivas en la oferta, y mejores ofertas por cuanto se reduce el riesgo de internalizar en la oferta un alto precio del gas natural con el fin de cubrirse ante escenarios de altos precios futuros o ante desconocimiento de precios de mercado de tan largo plazo.

Con base en la motivación anterior, se presenta para comentarios lo siguiente:

El proponente deberá en su oferta económica:

- (i) Presentar un ingreso anual fijo esperado de inversión - IAE INVERSIÓN para cada año del PEP, expresado en pesos constantes del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de presentación de la propuesta.

Deberá reportar el porcentaje del ingreso anual esperado fijo de inversión, componente IAE INVERSIÓN, que solicita le sea remunerado en dólares americanos; este porcentaje no podrá ser superior al cuarenta y dos por ciento (42%) y deberá corresponder a un valor único para cada uno de los años del PEP.

Este componente IAE INVERSIÓN se utilizará para calcular parte del valor de la oferta y para la remuneración del proyecto durante el PEP contado a partir de la FPO inicialmente adoptada por el MME.

- (ii) Presentar en MPC (millones de pies cúbicos), un componente de la cantidad por una sola vez, de gas natural en condiciones normales y/o gas natural licuado, con el siguiente detalle:
- a. Cantidad de gas de empaquetamiento de gasoductos;
 - b. Cantidad del gas de pruebas de la infraestructura del proyecto;

- c. Cantidad del gas de llenado del inventario mínimo de confiabilidad en el caso de que se haya establecido para infraestructuras de regasificación;
- d. Cantidad del gas de talón, en el caso de infraestructuras de regasificación.

Este componente de cantidad será utilizado para calcular parte del valor de la oferta económica en las condiciones que se definan en los documentos que hacen parte del proceso de selección, y para la remuneración del proyecto como componente IAE FIJO GAS NATURAL durante el PEP contado a partir de la fecha de puesta en operación del proyecto certificada por el auditor.

- (iii) Presentar para cada año del PEP, un ingreso anual esperado fijo de administración, operación ya mantenimiento - IAE AOM, expresado en pesos constantes del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de presentación de la propuesta.

Este componente IAE AOM se utilizará para calcular parte del valor de la oferta y para la remuneración del proyecto durante el PEP contado a partir de la fecha de puesta en operación del proyecto certificada por el auditor.

- (iv) Presentar para cada año del PEP, la siguiente información:

- a. El porcentaje diario promedio del año por cantidad almacenada de gas natural licuado, en %/día-año de almacenamiento, para el gas de reposición del gas natural licuado evaporado que es removido (boil-off gas), en el caso de infraestructuras de regasificación.

- b. La cantidad anual de gas natural licuado, en MPC, para la operación de la totalidad de la infraestructura del proyecto.

Esta información será utilizada para calcular parte del valor de la oferta, en las condiciones que se definan en los documentos que hacen parte del proceso de selección y para la remuneración del proyecto como componente IAE VARIABLE GAS NATURAL, durante el PEP contado a partir de la fecha de puesta en operación certificada por el auditor.

El IAE INVERSIÓN deberá reflejar los costos asociados con la preconstrucción (incluyendo diseños, servidumbres, estudios, licencias ambientales y términos para su trámite y demás permisos o coordinaciones interinstitucionales) y construcción (incluyendo la interventoría de la obra y las obras que se requieran para la viabilidad ambiental del proyecto), el costo de la infraestructura necesaria para realizar las conexiones al sistema de transporte y estaciones de transferencia de custodia que

se requieran, el costo de las reposiciones a que haya lugar, así como el costo de oportunidad del capital invertido.

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.

El componente IAE AOM deberá reflejar la totalidad de los gastos de administración, operación y mantenimiento correspondientes a la etapa de operación y prestación del servicio del proyecto, y no deberá incluir el costo de los consumos de gas natural en condiciones normales y/o de gas natural licuado, por los conceptos mencionados en los numerales (ii) y (iv) anteriores.

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

6.11 Esquema de contraoferta

Actualmente en la regulación vigente, cuando haya una única oferta válida, a través de los mismos medios de comunicación utilizados para el inicio y desarrollo del proceso de selección, la UPME hará público el valor de la oferta y definirá un plazo dentro del cual otros proponentes podrán presentar contraofertas con valores menores al publicado. Es decir, solo se debe cumplir una condición para que se aplique el esquema, y es cuando solo haya una oferta válida, lo cual implica que podrían haberse presentado al proceso de selección otras ofertas que fueron declaradas no válidas por diferentes razones, e incluso cuando superen el valor máximo de adjudicación determinado por la CREG para el proceso.

Se propone realizar un ajuste a dicho esquema de modo que la contraoferta solamente se aplique cuando se reúnen dos condiciones, que son: i.) Se presenta una sola oferta al proceso de selección; y, ii) La única oferta presentada resulta válida.

Se espera que con este ajuste en el esquema se logre una mayor eficiencia no solamente en el proceso, sino en el valor de adjudicación de la oferta válida en el proceso.

6.12 Oficialización de los ingresos del adjudicatario

Actualmente en la regulación vigente la oficialización de la remuneración del adjudicatario toma tal cual fue presentada, el Ingreso Anual Esperado presentado en la oferta económica, lo que simplifica la oficialización. Sin embargo, se proponen cambios a este esquema, en concordancia con los cambios que se propone al esquema de presentación de ofertas, así:

La CREG expedirá una resolución donde se hará oficial la remuneración del adjudicatario. En la resolución que se apruebe se identificarán, entre otros:

- i. El nombre del proyecto y el nombre del adjudicatario.
- ii. El ingreso que recibirá el adjudicatario en el primer año del PEP, con el fin de cubrir los costos de la duración total del contrato de auditoría del proyecto.
- iii. El ingreso que recibirá dicho agente en cada uno de los años del PEP, en pesos constantes del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de presentación de la propuesta, el cual será igual al IAE INVERSIÓN propuesto para el PEP. Para los proyectos que tengan previsto parte de la remuneración en dólares de los Estados Unidos de América, el ingreso será igual al IAE INVERSIÓN propuesto para el PEP, menos el ingreso resultante de aplicar el porcentaje del IAE INVERSIÓN solicitado en dólares americanos.
- iv. Cuando se haya estipulado específicamente en los procesos de selección y no sea un proyecto IPAT, el ingreso que recibirá dicho agente en cada uno de los años del período de pagos, en dólares americanos constantes del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de presentación de la propuesta, el cual será igual al ingreso resultante de aplicar al IAE INVERSIÓN el porcentaje del IAE INVERSIÓN solicitado en dólares americanos para el PEP, dividido en la TRM del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de presentación de la propuesta.
- v. El ingreso que recibirá el adjudicatario por el componente IAE AOM, en cada uno de los años del PEP contados a partir de la fecha real de puesta en operación certificada por el auditor del proyecto.
- vi. En el caso de las infraestructuras de regasificación:
 - a) El volumen máximo de gas natural licuado, en MPC, que podrá ser remunerado, por el gas de llenado del inventario mínimo de confiabilidad en el caso de que se haya establecido;
 - b) El volumen máximo de gas natural licuado, en MPC, que podrá ser remunerado por el gas de talón;

- c) Los volúmenes de gas natural licuado que serán remunerados, en MPC, para reponer anualmente el consumo anual de gas de evaporación (boil-off gas) causado por el gas de talón y por el gas del inventario mínimo de confiabilidad.
- d) Los volúmenes de gas natural licuado que serán remunerados, en MPC, para reponer anualmente el gas de operación.

vii. En el caso de gasoductos:

- a) El volumen máximo de gas natural licuado, en MPC, que podrá ser remunerado, por el gas de empaquetamiento;
- b) El volumen máximo de gas natural licuado, en MPC, que podrá ser remunerado, por el gas de pruebas de la infraestructura del proyecto;
- c) El volumen de gas natural, en MPC, que podrá ser remunerado anualmente, para el gas de operación del gasoducto.

Los costos totales incurridos en pesos colombianos en la adquisición y transporte a los sitios de utilización, del gas de los literales a y b del numeral vi. anterior y de los literales a y b del numeral vii. anterior, se adicionarán al IAE de cada año del PEP, contado a partir de la fecha real de puesta en operación certificada por el auditor del proyecto, de acuerdo con el siguiente cálculo:

$$\text{IAE FIJO GAS NATURAL} = \text{STGN} \times \text{TD} \times \text{TRM} / [1 - (1 + \text{TD})^{-\text{PEP}}]$$

Donde:

STGN: Costos de suministro y transporte del gas natural, en pesos colombianos

TD: Tasa de Descuento determinada en el Artículo 10 de la presente resolución

TRM: TRM del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la declaración de información del transportador

PEP: Período estándar de pagos

Los costos totales incurridos en la adquisición y transporte a los sitios de utilización, del gas de los literales c y d del numeral v anterior y del literal c del numeral vi anterior, se adicionarán al IAE del año siguiente a su causación, en cada uno de los años del PEP contados a partir de la fecha de puesta en

operación certificada por el auditor del proyecto, de acuerdo con los costos reportados, así:

IAE VARIABLE GAS NATURAL = Costo anual del gas adquirido

Los costos incurridos deberán ser informados a la CREG por parte del adjudicatario, en los primeros 5 días hábiles del mes de enero de cada año del PEP. A partir de lo anterior, la CREG publicará mediante circular, el valor total del IAE que será remunerado en el respectivo año del PEP, que será aplicado al cobro de los beneficiarios de acuerdo con lo establecido en el Anexo 4 de la resolución y a la resolución que establezca la remuneración mediante contratos de los servicios asociados al proyecto.

6.13 Período de pagos e incentivos

Actualmente en la regulación vigente, se establece de que, si un proyecto entra en operación en la FPO inicial o la ajustada a partir de la aprobación del MME en las condiciones establecidas para ello, el adjudicatario recibirá los pagos correspondientes al ingreso regulado durante el Período Estándar de Pago PEP, contado a partir del inicio de dicha fecha aprobada por el MME. Además, cuando el proyecto inicie prestación del servicio en fecha posterior a la fecha establecida por el MME, se reconocerán los pagos del IAE hasta cuando se cumpla el PEP contado a partir de la FPO aprobada vigente por el MME.

Por otro lado, se establecen como incentivo de remuneración en la regulación actualmente vigente, unas condiciones para cuando el proyecto inicia prestación del servicio en fecha anterior a la FPO, ya sea con la capacidad total o con capacidad parcial, respecto de la capacidad establecida por el MME.

Ahora bien, con el fin de incentivar una mayor participación de proponentes y también con el fin de que se presenten ofertas de valor económico inferior a las que se esperan con las condiciones actuales vigentes, en favor de los beneficiarios y futuros remitentes del proyecto, se plantea el siguiente esquema que busca reducir el riesgo de que el inicio de remuneración del proyecto no sea cierta, a pesar de las inversiones que efectivamente se hayan realizado por el adjudicatario a dicha fecha, y a pesar que pueden haber ocurrido situaciones que hayan impedido el cumplimiento de fechas de avance del proyecto y que son ajenas a la responsabilidad diligente del adjudicatario.

El esquema propuesto implica una separación entre el inicio de la remuneración del proyecto y el inicio de la prestación efectiva del servicio del proyecto, lo cual se hace posible gracias al esquema de presentación de oferta y oficialización del ingreso que ya se han explicado previamente. Se propone, entre otros aspectos, lo siguiente para la remuneración del adjudicatario:

- 1.) Cuando el proyecto inicie su operación certificada por el auditor del proyecto en la misma fecha de la FPO establecida en el PAGN, el adjudicatario recibirá los pagos correspondientes al IAE TOTAL durante el PEP, contado a partir del inicio de la operación del proyecto.
- 2.) Cuando el proyecto inicie su operación certificada por el auditor del proyecto, en fecha posterior a la FPO inicialmente establecida en el PAGN, el adjudicatario recibirá los siguientes pagos:
 - i. A partir de la misma fecha de la FPO inicialmente establecida en el PAGN, se iniciarán los pagos correspondientes al IAE INVERSIÓN ofertado ajustado, siempre y cuando se cumplan con cada una de las siguientes condiciones:
 - a. El MME haya aprobado previamente, en aplicación de lo establecido en el Artículo 22 de la presente Resolución, una FPO diferente a la FPO inicialmente establecida en el PAGN.
 - b. La FPO ajustada por el MME no sea posterior a la FPO inicialmente establecida en el PAGN más 1 año.
 - c. La fecha de puesta en operación del proyecto, de acuerdo con el cronograma del proyecto de ejecución real, validado por el auditor en la misma fecha de la FPO inicialmente establecida en el PAGN, no sea posterior a dicha FPO más un año.
 - d. El porcentaje de avance del proyecto de la curva S de ejecución, validado por el auditor en la misma fecha de la FPO, es de como mínimo un ochenta por ciento (80%).
 - e. El porcentaje de inversión realizada por el adjudicatario y verificada por el auditor, es de como mínimo un ochenta por ciento (80%) del IAE INVERSIÓN.
 - f. Se presente certificación del auditor del proyecto de que, para dicha la misma fecha de la FPO inicialmente establecida por el MME, los hitos de la Curva S no hayan sido incumplidos.

Para efectos de los pagos en este caso, el IAE INVERSIÓN se ajustará de manera que el mismo valor ofertado en el proceso de selección para el PEP inicial, será pagado desde el inicio de los pagos y hasta cuando

se cumpla el PEP contado a partir de la fecha de puesta en operación del proyecto, de la siguiente manera:

$$\text{IAEINV}_{n,\text{ajustado}} = \text{IAEINV}_n \times \text{FA}$$

Donde:

$\text{IAEINV}_{n,\text{ajustado}}$: IAE INVERSIÓN ajustado para el año n del PEP

IAEINV_n : IAE INVERSIÓN ofertado para el año n del PEP

FA: Factor de ajuste

Con:

$$\text{FA} = \text{PEP} / \text{PEP ajustado}$$

Donde:

PEP: Período estándar de pagos establecido en los documentos de selección del inversionista

PEP ajustado: PEP adicionado con el número de años, en 2 decimales, correspondientes a la diferencia entre la fecha del inicio de los pagos del IAE INVERSIÓN y la fecha de puesta en operación del proyecto validada por el auditor.

- ii. En el caso de que no se cumplan con las condiciones b. o c. del numeral i. anterior, se iniciarán los pagos correspondientes al IAE INVERSIÓN ajustado, partir de un (1) año antes de la FPO ajustada por el MME en aplicación de lo establecido en el Artículo 22 de la presente resolución, o de un (1) año antes de la fecha de puesta en operación del proyecto, en caso de que esta fecha sea posterior a la FPO ajustada por el MME, de acuerdo con el cronograma del proyecto de ejecución real, validado por el auditor en fecha más reciente. Lo anterior siempre y cuando se cumplan con las condiciones establecidas en los literales a, d, e. y f .del numeral i. anterior.
- iii. Durante el PEP contado a partir de la fecha de puesta en operación del proyecto certificada por el auditor del proyecto, se realizarán los pagos correspondientes al IAE FIJO GAS NATURAL, IAE AOM y al IAE VARIABLE GAS NATURAL. En consistencia con lo establecido en el literal c) del Artículo 18 de la presente resolución, este PEP se adicionará en el mismo número de días acumulados de duración de las

indisponibilidades del proyecto causados por eventos de fuerza mayor, caso fortuito, causa extraña o eventos eximentes de responsabilidad establecidos en los numerales 1, 2 y 3 del Artículo 11 de la Resolución CREG 185 de 2020, o aquellas que la modifiquen o sustituya.

6.14 Remuneración ante indisponibilidad del proyecto en la etapa de prestación del servicio

Actualmente la regulación vigente establece un esquema de reconocimiento de compensaciones a los beneficiarios cuando el proyecto no se encuentra disponible al 100% de su capacidad. En ese sentido se señala que, cuando la indisponibilidad se debe a fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, y a los eventos eximentes de responsabilidad establecidos en los numerales 1, 2 y 3 del Artículo 11 de la Resolución CREG 185 de 2020, o aquellas que la modifiquen o sustituyan se dará una excepción de compensación a los beneficiarios durante los primeros seis (6) meses, contados a partir de la ocurrencia del evento. A partir del mes 7 de indisponibilidad por las causales anteriormente establecidas, se aplicarán compensaciones de acuerdo con un desmorte de la excepción, en forma mensual hasta el mes 12 de duración continua de la indisponibilidad.

Se propone una modificación del esquema, de modo que la compensación de la indisponibilidad no se realice como un menor valor a pagar por parte de los beneficiarios, sino como un mayor período de duración de la prestación efectiva del servicio del proyecto. Por ello se propone que:

- La duración total de las indisponibilidades del proyecto con factores de indisponibilidad superiores al cincuenta por ciento (50%), causadas por eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, y por los eventos eximentes de responsabilidad establecidos en los numerales 1, 2 y 3 del Artículo 11 de la Resolución CREG 185 de 2020, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, cuya duración haya superado en cada evento los cinco (5) días calendario, será adicionada a la duración de la prestación del servicio del proyecto después de cumplir el PEP contado a partir de la fecha de puesta en operación certificada por el auditor. Durante este período adicional, el proyecto será remunerado por los beneficiarios de acuerdo con lo establecido en el Anexo 4 de la presente resolución, con base en el IAE AOM y el IAE VARIABLE GAS NATURAL, ambos declarados para el último año del PEP.
- En cada caso de indisponibilidad de la infraestructura en las condiciones anteriormente señaladas, el adjudicatario deberá actualizar el valor de la garantía de cumplimiento vigente establecida, en un valor igual al valor del IMT del mes de la indisponibilidad, en forma proporcional al número de días de duración de la indisponibilidad cuando el factor de indisponibilidad sea superior al cincuenta por ciento (50%).

6.15 Garantías del adjudicatario

Actualmente en la regulación vigente, se encuentra establecido un esquema de garantías por parte del adjudicatario que se basa en la garantía de cumplimiento de la construcción del proyecto. Una vez se termina la construcción del proyecto, dicha garantía deja de ser efectiva.

Con la propuesta que se presenta, se requiere balancear los incentivos propuestos en el período de pagos y en los casos de indisponibilidad del proyecto una vez iniciada la prestación efectiva del servicio, de modo que se asegure que, en caso de un incumplimiento del adjudicatario ya sea porque no cumple con la terminación de la construcción del proyecto o durante la prestación efectiva del servicio, habiéndose causado un pago de la remuneración propuesta por el IAE INVERSIÓN, los beneficiarios reciban la devolución de esos pagos del IAE INVERSIÓN realizados por el período del servicio que efectivamente no se prestó.

Es por ello que se plantea como destino de los recursos de la ejecución de las garantías, lo siguiente:

- Disminuir los pagos de los beneficiarios del proyecto durante los primeros meses de pago del proyecto cuando el proyecto se termina con un nuevo adjudicatario, por incumplimiento del adjudicatario inicial.
- Disminuir el valor a pagar en un cincuenta por ciento (50%) en las tarifas del servicio de transporte de gas natural facturadas en los meses inmediatamente siguientes a los usuarios beneficiarios del proyecto, hasta la extinción de los recursos de la garantía, cuando el prestador del servicio no cumpla con la totalidad del plazo de prestación del servicio establecido.

Con el fin de que lo anterior sea cumplible, se incluye como causal de ejecución de la garantía de cumplimiento cuando el adjudicatario incumpla el período de duración de la operación del proyecto y prestación del servicio, en los términos establecidos, una vez puesto en operación el proyecto. Es de tener en cuenta que el valor de la garantía de cumplimiento para esa situación, será aquel correspondiente a los pagos realizados entre el inicio de los mismos y el inicio de la prestación efectiva del servicio, por cuanto al haberse puesto en operación el proyecto ya no existirá la garantía correspondiente a la construcción.

Por otra parte, con el fin de fortalecer aún más el esquema de cubrimiento de riesgos a favor de los beneficiarios del proyecto, la parte correspondiente a la remuneración por parte de los beneficiarios por la prestación del servicio que se realice de manera parcial durante el período que transcurre entre la FPO inicialmente establecida por el MME en el PAGN y el inicio de la operación del proyecto a plena capacidad, será

pagada una vez concluido el PEP contado a partir de la FPO inicialmente establecida. Serán reconocidos los valores mensuales que se obtienen, durante el mismo número de meses transcurridos en el período anteriormente mencionado.

El valor de los pagos de los beneficiarios calculados en el mes de prestación de acuerdo con el Anexo 4 de la presente Resolución, será actualizado con base en el IPC, así:

$$A_{PAGN,m+1,t} = A_{PAGN,m+1,t} \times \left(\frac{IPC_{m,a}}{IPC_m} \right)$$

Donde:

$A_{PAGN,m+1,t}$: Valor a facturar por el adjudicatario, al transportador del sistema de transporte t, por el servicio prestado en el mes m por el proyecto PAGN.

$IPC_{m,a}$: Valor del IPC en el mes anterior al mes m en el año a de facturación del servicio.

IPC_m : Valor del IPC del mes m de prestación del servicio.

6.16 Cálculo de los pagos de los beneficiarios

Se propone una nueva disposición previendo situaciones comerciales que se pueden dar entre cada año, de modo que en el caso de que para un nodo se terminen los contratos de transporte de ese nodo, las cantidades proyectadas por la UPME para ese nodo deberán ser retiradas del cálculo por el transportador que atiende dichos contratos y se recalcularán los porcentajes de participación de cada nodo, entre los nodos que permanecen a partir de las cantidades proyectadas por la UPME.

7. IMPACTOS ESPERADOS DE LA PROPUESTA

El presente proyecto regulatorio busca 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, ajustar las señales regulatorias 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.

Tercero, incluir incentivos buscando una mayor cantidad de proponentes en los procesos de selección de los proyectos del PAGN, y un menor valor de ofertas económicas que hagan parte de los procesos.

En esta forma, una vez se empiecen a prestar los servicios que se deriven de la puesta en operación comercial de los proyectos se cumpla con los criterios de confiabilidad y seguridad de abastecimiento que se ordenaron en el Decreto 2345 de 2015, actualmente incluidos en el Decreto 1073 de 2015.

8. RECOMENDACIÓN

Se recomienda publicar para comentarios las propuestas de ajuste de la resolución CREG 107 de 2017 y aquellas que la han modificado y adicionado que se presentan y compilarlas en una sola resolución en consulta.