Ministerio de Minas y Energía

**COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

 **RESOLUCIÓN No**. **102 008 de 2024**

(**24 JUN. 2024**)

Por la cual se modifica la Resolución CREG 175 de 2021 en virtud de las solicitudes particulares en interés general recibidas por la Comisión con base en lo establecido en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994

**LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

En ejercicio de las atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por la Ley 142 de 1994 y los Decretos 2253 de 1994 y1260 de 2013 y,

**C O N S I D E R A N D O Q U E:**

# ANTECEDENTES

El artículo 365 de la Constitución Política establece que “los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional”. Así mismo, estipula que “(l)os servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley, podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares. En todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios (…)”.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 14, numeral 14.28, de la Ley 142 de 1994, la actividad de transporte de gas natural es una actividad complementaria del servicio público domiciliario de gas combustible.

De acuerdo con lo previsto en la Ley 142 de 1994, le corresponde a la Comisión ejercer la función de regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad, para lo cual puede, entre otras, proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado, conforme a los artículos 73 y 74 de la Ley 142 de 1994.

La Ley 401 de 1997 establece que el gas combustible que se transporte por red física a todos los usuarios del territorio nacional se regirá por las disposiciones contenidas en la Ley 142 de 1994, con el propósito de asegurar una prestación eficiente del servicio público domiciliario.

La Comisión debe establecer las fórmulas tarifarias para cobrar por el transporte e interconexión a las redes, con sujeción a los criterios que, según la citada ley, deben orientar el régimen tarifario, para lo cual puede establecer topes máximos y mínimos de tarifas, conforme a los artículos 73.11, 73.22 y 88 de la Ley 142 de 1994. Así mismo, la definición de estas tarifas debe considerar los criterios tarifarios previstos en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994 y la aplicación de estos de acuerdo con cada actividad sujeta a regulación.

En virtud del principio de eficiencia económica definido en el numeral 87.1 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994, el régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo, esto es, que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se apropien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia.

En virtud del principio de suficiencia financiera definido en el numeral 87.4 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994, se debe garantizar a las empresas eficientes la recuperación de sus costos de inversión y sus gastos de administración, operación y mantenimiento, AOM, y permitir la remuneración del patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable.

El período de vigencia de las fórmulas tarifarias previsto por la Ley 142 de 1994 y los criterios a través de los cuales se fijan las tarifas buscan garantizar la estabilidad en los cargos aprobados, tanto a las empresas como a los usuarios.

Mediante la Resolución CREG 175 de 2021, la CREG estableció los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte.

Mediante las Resoluciones CREG 102 001, 102 005, 102 006 y 102 010 de 2022 se han modificado aspectos de la Resolución CREG 175 de 2021, sin incorporar cambios en su formulación.

El período tarifario regulado por la Resolución 175 de 2021 inició a partir de la entrada en vigor de esta resolución, es decir, a partir del 24 de noviembre de 2021, con una duración de cinco años.

Dentro del periodo de vigencia las empresas TGI S.A. E.S.P. y Grupo de Energía de Bogotá; Vanti S.A. E.S.P., la Asociación Colombiana de Grandes Consumidores de Energía Industriales y Comerciales, ASOENERGÍA, y la Asociación Colombiana del Petróleo y Gas, ACP, solicitaron la modificación de la Resolución [175](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0175_2021.htm#0) de 2021, fundamentadas en la facultad de la CREG para modificar excepcionalmente las fórmulas tarifarias, por las causales establecidas en el artículo [126](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/ley_0142_1994.htm#126) de la Ley 142 de 1994, modificado por el artículo [52](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/ley_2099_2021.htm#52) de la Ley 2099 de 2021.

Las mencionadas peticiones son unas solicitudes particulares, de interés general, toda vez que persiguen la modificación de una metodología de carácter general en virtud de la cual se establecieron los criterios para remunerar la actividad de transporte de gas natural, la cual le es aplicable a todos los agentes que desarrollen dicha actividad.

La Comisión consignó las solicitudes en el expediente 2022-0016, con el objeto de decidir sobre la procedencia de la aplicación del artículo 126 de la Ley 142 de 1994, respecto de las solicitudes de modificación presentadas.

En aras de comprender las peticiones que la CREG recibió para modificar la Resolución CREG 175 de 2021, el 22 de septiembre de 2022, el Comité de expertos citó de manera virtual a las empresas TGI S.A. E.S.P., Vanti S.A. E.S.P. y, en conjunto a las asociaciones ACP y Asoenergía, para que expusieran sus argumentos de solicitud de revisión de la Resolución CREG 175 de 2021.

Por otra parte, mediante la comunicación con radicado E-2022-014303, Promigas S.A. E.S.P. solicitó ser parte interesada en la actuación administrativa del expediente CREG 2022 0016 iniciada por TGI S.A. E.S.P., solicitud que tuvo respuesta mediante el comunicado CREG S2022005948, de fecha 2 de diciembre de 2022, en el sentido de señalar que el análisis de las solicitudes de modificación de la metodología descrita en la Resolución CREG 175 de 2021 conforme al artículo 126 de la Ley 142 de 1994, se realiza en el marco de una actuación de carácter general, el cual seguirá el procedimiento para la expedición de este tipo de actos, cumpliendo con los procesos de consulta, análisis de comentarios, procesos de aprobación y resolución definitiva.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 1221 de 2022, aprobó someter a consulta pública el proyecto de resolución 702 009 de 2022, *“Por la cual se modifica la Resolución CREG 175 de 2021 en virtud de las solicitudes particulares en interés general recibidas por la Comisión con base en lo establecido en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994”*, por el término de un mes calendario a partir del día siguiente a su publicación en el portal web de la CREG. El plazo para remitir los comentarios venció el 20 de febrero de 2023.

La propuesta regulatoria incluía un análisis de las peticiones realizadas con relación a: i) La vida útil normativa; ii) el cambio de la moneda de remuneración de las inversiones; iii) la aplicación del artículo 7 de la Resolución CREG 175 de 2021; iv) el valor de referencia de la TRM para poner los valores de las inversiones en pesos colombianos; y, v) la ampliación del plazo de aplicación del artículo 6 de la Resolución CREG 175 de 2021. En relación con esto:

a. Con respecto a la remuneración de activos que terminan vida útil normativa se propuso que por el periodo tarifario que rige la Resolución CREG 175 de 2021, si un activo (i) termina su periodo vida útil normativa, (ii) puede seguir en operación, y, (iii) el servicio se necesita, en los cargos se le reconoce a ese activo una remuneración equivalente a la rentabilidad del capital valorada con la tasa de descuento de la actividad, a partir de la fecha en la que finaliza la vida útil normativa, y teniendo en cuenta el valor de la inversión en los cargos.

b. Con respecto al reconocimiento de un cubrimiento eficiente por el endeudamiento en dólares se propuso que por el periodo tarifario que rige la Resolución CREG 175 de 2021, si y solo sí una empresa tiene endeudamiento en dólares, teniendo en cuenta (i) el valor de los activos en la base tarifaria que no ha terminado la vida útil normativa, (ii) la estructura de capital que se determinó en la Resolución CREG 103 de 2021, y, (iii) la expectativa de devaluación con la metodología contenida en la Resolución CREG 004 de 2021, se reconocería en los cargos de AOM un cubrimiento con una senda decreciente en un período de 5 años.

c. Frente a la petición de utilizar un valor diferente al de la TRM de 31 de diciembre de 2021 se propuso rechazar esa petición. En relación con esto, se expuso que cuando se tomó la decisión, la Comisión, respetando que había una señal de remuneración de inversiones en dólares, concluyó que para poner los valores de las inversiones en pesos debía usarse la TRM de mercado vigente.

A partir del análisis de las anteriores peticiones la Comisión expuso que “*Producto de los análisis expuestos en la anterior sección, la CREG encuentra apropiado y justificado ajustar la metodología tarifaria, de manera que (i) a los activos que terminaron vida útil normativa, siguen en operación y el servicio público los requiere, se le reconozca un costo de oportunidad equivalente a la rentabilidad del capital, y (ii) a las empresas con endeudamiento en dólares, teniendo en cuenta la estructura de capital eficiente y solamente para aquella infraestructura que no ha terminado el periodo de remuneración de 20 años, se les reconozca de manera temporal un valor para cubrimiento del riesgo cambiario con base las expectativas de devaluación de mediano plazo*”.

Esto conllevaría a una modificación del artículo 18 de la Resolución CREG 175 de 2021, en relación con los numerales 18.4.6, 18.7 y 18.8 de la metodología.

Atendiendo el mencionado proceso de consulta pública las siguientes empresas hicieron comentarios:

| No. | Nombre | Radicado |
| --- | --- | --- |
| 1 | ACOLGEN | E2023002675 |
| 2 | ACP | E2023002729 |
| 3 | ANDEG | E2023002741 |
| 4 | ANDESCO | E2023002576 |
| 5 | ANDI | E2023002673 |
| 6 | ASOENERGIA | E2023002669, E2023003694 |
| 7 | CANACOL  | E2023002679 |
| 8 | CENIT | E2023002670 |
| 9 | ENEL | E2023002671 |
| 10 | EPM | E2023002730 |
| 12 | NATURGAS | E2023002672 |
| 13 | HENRY NAVARRO | E2023002665 |
| 14 | PROGASUR | E2023002678 |
| 15 | PROMIGAS | E2023002591 |
| 16 | SSPD | E2023002667 |
| 17 | TGI | E2023002567, E2023005434 |
| 18 | VANTI | E2023002676 |
| 19 | SOUTH32 GAS | E2023006617 |

# ANÁLISIS DE LA PROPUESTA REGULATORIA

Ahora bien, la Comisión en la Resolución CREG 702 009 de 2002 planteó los siguientes análisis que sustentan las propuestas realizadas:

# Para el caso de la vida útil normativa.

En el caso de los activos que terminaron vida útil normativa, que siguen en operación y el servicio público los requiere, la Comisión propuso reconocer un costo de oportunidad equivalente a la rentabilidad del capital. Para esto expuso en el numeral 2.1 de la propuesta a consulta el siguiente análisis:

*“2.1. Sobre la vida útil normativa.*

*Lo primero a señalar es que en el documento CREG 143 A de 2021, la CREG presentó en forma amplia los análisis que derivaron en ajustar la disposición de remuneración de los activos que ya se remuneraron pero que continúan en operación. En transporte de gas esto ocurre porque, conforme a la señal regulatoria, hay una remuneración acelerada de la inversión. Es decir, contrario a lo que ocurriría en un mercado en competencia, las firmas recuperan los valores de las inversiones con la respectiva rentabilidad mucho antes de la depreciación total del activo.*

*Señalan TGI S.A. E.S.P. y Grupo de Energía de Bogotá que la CREG no podía modificar la señal de remuneración de un activo después de la vida útil normativa. Argumentan estas empresas que la decisión resultó en contravía de la eficiencia económica, porque el servicio debe remunerarse a precios de mercado, y de la suficiencia financiera, porque la tarifa debe garantizar la recuperación de los costos y gastos de toda operación, siempre y cuando estos sean eficientes.*

*TGI S.A. E.S.P. y Grupo de Energía de Bogotá también señalan que desde 1996, la CREG en sus diferentes metodologías para la remuneración de la actividad de transporte de gas natural, había mantenido explícitamente la señal de reconocimiento del costo de oportunidad de los activos durante la vida útil remanente de los mismos. El Grupo de Energía de Bogotá señala que, cuando decidió invertir en la actividad de transporte, pensó que la señal de remuneración se mantendría en el tiempo.*

*Lo primero a señalar es que toda la exposición que presenta TGI S.A. E.S.P. y Grupo de Energía de Bogotá ya había sido objeto de análisis en el mencionado Documento CREG 143 A de 2021. Así, es pertinente advertir que la decisión que se adoptó cumple con todos los criterios señalados en la Ley sobre el régimen tarifario.*

*También es oportuno señalar que la regulación que expide la CREG debe ser siempre independiente de quién o quiénes prestan el servicio. Económicamente, la remuneración de una actividad debe siempre tener como presupuesto una empresa eficiente y, por ende, los valores de inversión y gastos de AOM eficientes. Los usuarios del servicio no deben pagar por las ineficiencias de las empresas, y ahí la regulación siempre debe brindar las señales para que el servicio que se remunere cubra costos y gastos eficientes.*

*Como se indicó arriba, en un mercado en competencia, la remuneración de un activo está en línea con su depreciación. Es decir, en competencia perfecta no ocurre que una empresa recupere el valor de la inversión con la respectiva rentabilidad antes de la depreciación del activo. Si se tiene en cuenta que la vida real de un activo es del orden de los 50 años, con la señal regulatoria de transporte ocurre que mucho antes de que el activo se deprecie la empresa ya recuperó el capital invertido incluyendo la rentabilidad.*

*En esta línea de argumentación no debe perderse de vista que los usuarios, al haber remunerado una inversión en un plazo inferior al de la vida útil real, pagaron en las tarifas un mayor valor para que el inversionista recuperara la inversión en los 20 años. En el siguiente ejemplo, suponiendo una inversión de 1 millón y una tasa de descuento de 10,94%, nótese la diferencia en los pagos.*

|  |  |
| --- | --- |
| *Inversión* | *1.000.000* |
| *Tasa descuento* | *10,94%* |
| *Pago 20 años* |  *125.083*  |
| *Pago 50 años* |  *110.012*  |

*La diferencia entre el pago a 20 años y el de 50 es del 14%[[1]](#footnote-2). Por supuesto, se debe mencionar que, cuando la Comisión decidió remunerar en forma anticipada las inversiones, lo hizo principalmente para generar una señal que le permitiera a las empresas en transporte de gas hacer las inversiones.*

*Ante esta circunstancia, y sabiendo que el activo sigue en operación, y lo más importante, que el servicio que presta el activo se necesita, aparece la cuestión regulatoria sobre qué señal brindarle al transportador para que ésta mantenga en operación el activo.*

*Frente a esta cuestión, en la Resolución CREG 001 de 2000 la señal fue que, cuando el activo cumpliera la vida útil normativa, la CREG, para el siguiente periodo de vida útil normativa, le reconocería a la empresa un costo de oportunidad teniendo cuenta la vida remanente del activo. Esta circunstancia quedó documentada en el documento soporte de la Resolución CREG 018 de 2014[[2]](#footnote-3), en donde se describe cómo la disposición del costo de oportunidad prevista en la Resolución CREG 001 de 2000 se aplicó para la infraestructura de transporte de Promigas S.A. E.S.P. entre Cartagena – Jobo, SRT Mamonal y La Creciente – Sincelejo.*

*En esencia, en el mencionado documento se indicó que, una vez cumplida la vida útil normativa, la CREG reconoció el valor eficiente de las adecuaciones que se requerían para mantener en operación los gasoductos, y para esa infraestructura se empezó a contar nuevamente un periodo de vida útil normativo desde 2002. Desde el punto de vista regulatorio, las adecuaciones para mantener en operación los gasoductos por otro periodo de vida útil normativa se entendieron como el valor del costo de oportunidad que requería la empresa para seguir prestando el servicio con esos activos.*

*Posteriormente en la Resolución CREG 126 de 2010, en aras de poner una disposición más explícita, la Comisión decidió que, cuando un activo terminaba el periodo de vida útil normativo, para el siguiente periodo, si el activo continuaba en operación, se le reconocería un 60% de un valor de reposición a nuevo. En el caso de los gasoductos, determinado por un perito, y en el caso de los compresores, con la información que tenía la CREG.*

*Contrario a lo expuesto por TGI S.A. E.S.P. y Grupo de Energía de Bogotá, nótese que las disposiciones sobre cómo remunerar el activo que cumplió el periodo de vida útil normativa sí se ha ido modificando. En la Resolución CREG 001 de 2000 había una señal y en la Resolución CREG 126 de 2010 otra.*

*Como se indicó antes, con la señal que estaba en la Resolución CREG 001 de 2000, la CREG le reconoció el valor de unas adecuaciones que Promigas S.A. E.S.P. requirió para mantener en operación una infraestructura. Luego, cuando se expide la Resolución CREG 126 de 2010, durante la vigencia de esa resolución, a los activos que terminaron vida útil normativa se les reconoció el 60% del valor de reposición a nuevo.*

*Desde el punto de vista regulatorio, transcurrido el periodo acordado de remuneración, es decir, el periodo de vida útil normativo, no se entiende por qué TGI S.A. E.S.P. y Grupo de Energía de Bogotá afirman que a la empresa se le debe continuar pagando el activo como si este no se hubiere ya pagado.*

*Ahora bien, es cierto que,* *una vez remunerado un activo, si este puede seguir prestando el servicio, y lo más importante, el servicio se sigue necesitando, la cuestión regulatoria es qué señales se deben brindar a las empresas para que el activo continúe en operación.*

*En la Resolución CREG 126 de 2010, que rigió desde agosto de 2010 hasta noviembre de 2021, la señal era que, si el activo continuaba en operación, se le reconocía un 60% del valor de reposición a nuevo, el cual abarca todas las reparaciones que se requieran sobre dicho activo[[3]](#footnote-4).*

*Por las razones expuestas en el Documento CREG 143 A de 2021, esa disposición se cambió y ahora sólo se reconocen las inversiones que requiere el gasoducto o el compresor para mantenerlo en operación. Esta disposición, entre otras, se tomó porque se consideró más equitativa, tanto para el usuario como para la empresa.*

*En el proceso de consulta pública cumplido para la expedición de la nueva metodología de remuneración de la actividad de transporte, para los casos en los que una empresa declaraba que podía mantener en operación un activo, en la Resolución CREG 090 de 2016, la CREG sometió a consulta la alternativa de bajar del 60% al 30% del valor de reposición a nuevo el reconocimiento de la inversión en activos de transporte que cumplieran la vida útil normativa de 20 años, en los casos en los que una empresa declaraba que podía mantener en operación dicho activo.*

*Con la información aportada por las empresas y los análisis de la CREG se encontró que la medida que se consultó con la Resolución CREG 090 de 2016 no era adecuada. Así, podían presentarse casos en los que el valor de las inversiones que se requerían eran mayores al 30% del valor de reposición a nuevo, y otros, en donde el valor de las inversiones eran menores.*

*Por otra parte, con respecto a los impactos que tiene la disposición en los ingresos de las empresas, frente a la señal que había con la metodología anterior, es decir, en la Resolución CREG 126 de 2010, efectivamente hay un cambio en el nivel de los ingresos de una empresa con activos que cumplen vida útil normativa, especialmente si las inversiones que requiere la empresa para mantener en operación el activo, resultan inferiores a las inversiones que venían remunerándose.*

*En esta parte de la discusión, y volviendo al tema de los incentivos, producto de las peticiones de TGI S.A. E.S.P., Grupo de Energía de Bogotá y Vanti S.A. E.S.P., es pertinente discutir qué señales debería recibir la firma transportadora, a manera de costo de oportunidad, para mantener en buen estado operativo la infraestructura, después de que esta se le remunere.*

*En la Resolución CREG 175 de 2021 es explícito que a la empresa se le reconocerían todas las nuevas inversiones que resultaren necesarias para mantener en operación el gasoducto o el compresor. Sin embargo, y del análisis que ha hecho la CREG, la pregunta es si esa medida incentiva a las firmas a mantener en buen estado la infraestructura.*

*Si bien en principio los usuarios no deberían remunerar vía tarifas activos que ya se pagaron, sí se identifica la necesidad de generar alguna señal para que las empresas con activos de este tipo que siguen en operación y que prestan un servicio que sigue demandándose, reciban algún tipo de ingreso por mantener en operación los activos.*

*Un ajuste en el sentido descrito generaría el incentivo a los transportadores para mantener la infraestructura en buen estado de servicio, y su valor en los estados financieros de las empresas. Así, después que un activo cumpla su periodo de remuneración, el transportador continuaría percibiendo un ingreso por el uso del activo que sigue prestando un servicio. Igualmente, el valor de las nuevas inversiones que se requirieran, con el debido soporte y análisis, se remunerarían en los cargos tarifarios.*

*Finalmente, en cuanto al señalamiento de la empresa de que cuando un activo termina su periodo de remuneración y no sigue generando ingresos se reduce su valor en libros, afectando en consecuencia el valor patrimonial de la empresa, esta Comisión precisa que los aspectos contables y como son manejados por las empresas son del resorte de ellas”.*

A partir del anterior análisis y una vez adelantando el proceso de consulta, incluyendo la revisión de los comentarios recibidos, la Comisión encuentra que lo planteado en la Resolución CREG 175 de 2021 en relación con las disposiciones establecidas para los activos que cumplen la vida útil normativa y los valores a reconocer relativos a las inversiones que requiere el gasoducto o el compresor para mantenerlo en operación, corresponde a una medida que en principio es adecuada en el marco de la correcta aplicación de los criterios tarifarios del artículo 87 de la Ley 142 de 1994. Sin embargo, se ha identificado que la aplicación de estas disposiciones frente a reponer un activo o mantenerlo en operación, deben generar un equilibrio en la decisión que sobre esto adelanten los agentes transportadores en aplicación de lo dispuesto en el artículo 27 de la Resolución CREG 175 de 2021.

El balance en la aplicación de la medida debe conllevar a que efectivamente se reemplacen los activos que no pueden continuar en operación, por lo que el costo de oportunidad de los activos que pueden estar operativos ha de reflejar que este se mantenga en buen estado y operativo después de ser remunerado. De lo contrario, esto puede conllevar al reemplazo de activos de manera innecesaria, lo cual puede generar impactos importantes dentro del período tarifario, toda vez que el costo de un activo nuevo tiende a ser muy superior al del costo de las inversiones que son necesarias para mantenerlo en operación.

De acuerdo con esto, la correcta aplicación del criterio de eficiencia dentro de la metodología de la Resolución CREG 175 de 2021 en relación con la vida útil normativa, implica que los incentivos han de estar alineados para que las decisiones que toman los agentes en relación con la vida útil normativa de los activos ya valorados sean eficientes, por lo que el costo de oportunidad de mantener el activo debe reflejar este criterio.

Adicionalmente, en desarrollo del proceso de consulta pública de la Resolución CREG 702 009 de 2022, dentro del tema relacionado con el costo de oportunidad de los activos que cumplen su vida útil normativa y el reconocimiento de las adecuaciones para mantenerlo en operación, se hicieron comentarios relacionados con estas disposiciones, pero en materia de gasoductos dedicados[[4]](#footnote-5).

En relación con esto, la Comisión al momento de determinar el cargo de transporte en los casos en que un activo de este tipo empieza a prestar el servicio de transporte de gas natural ha considerado remunerar la inversión teniendo en cuenta la depreciación del activo. Lo anterior debido a que el valor del activo incluyendo la depreciación permite tener un valor de inversión del activo de acuerdo con el tiempo que el activo ha estado en operación.

Es por esto que, a partir de los comentarios recibidos y del análisis de estos, considera pertinente aplicar la regla ya descrita para los activos que cumplen vida útil normativa a los gasoductos dedicados que hayan estado en operación por un periodo igual o superior a 20 años, para los cuales sea necesario realizar el cálculo del cargo. Lo anterior, considerando que dichos activos que eran gasoductos dedicados pasan a ser activos de transporte de gas natural, por lo que la forma de remuneración, los incentivos para la reposición de los mismos y el costo de oportunidad debe tener en cuenta el mismo tratamiento que se da para los gasoductos que hacen parte de la base tarifaria de un transportador.

De ahí que, para calcular el valor de inversión para gasoductos dedicados al momento de hacerse necesario establecer cargos de transporte para este tipo de activos, de acuerdo con el tiempo que el activo ha estado en operación, debe aplicarse lo definido para los activos de transporte en relación con la variable RVUN.

En este sentido, se considera válido y procedente ajustar la propuesta inicial de la Resolución CREG 702 009 de 2022 y como parte del proceso de consulta incluir los siguientes elementos:

1. En relación con el período de aplicación, se realiza ajuste para que concuerde con el período de aplicación de la metodología.
2. Con respecto a la variable de los cargos que se debe intervenir para realizar el reconocimiento del costo de oportunidad de los activos que cumplen VUN y continúan en operación, se incluye ajuste para que dicho reconocimiento se haga dentro del componente de inversión.
3. Considerando los comentarios sobre la señal para buscar que no se reemplacen los activos que cumplen vida útil normativa de manera prematura, se redefinió el cálculo sobre el costo de oportunidad considerando específicamente el riesgo asociado a la operación de los activos.
4. En relación con los gasoductos dedicados, la Comisión considera coherente aplicar la variable RVUN para calcular el valor de inversión para gasoductos dedicados al momento de hacerse necesario establecer cargos de transporte para este tipo de activos, de acuerdo con el tiempo que el activo ha estado en operación, toda vez que los mismos pasan a ser infraestructura de transporte para la prestación del servicio público domiciliario.

# **Para el caso del cambio de la moneda de remuneración de las inversiones**.

En el caso de las empresas con endeudamiento en dólares, teniendo en cuenta la estructura de capital eficiente y solamente para aquella infraestructura que no ha terminado el periodo de remuneración de 20 años, la Comisión propuso reconocer de manera temporal un valor para cubrimiento del riesgo cambiario con base en las expectativas de devaluación de mediano plazo. Para esto expuso en los numerales 2.2. y 2.4 de la propuesta a consulta el siguiente análisis:

*“2.2. Cambio de la moneda de remuneración de las inversiones.*

*Con la medida del cambio de la moneda de remuneración de las inversiones a pesos colombianos, una empresa con financiamiento en dólares tendrá una exposición al riesgo cambiario después de iniciar a cobrar por el servicio en pesos, el cual no tenía antes dado que este riesgo era asumido en su totalidad por el usuario del servicio.*

*Así, en general, cuando el peso colombiano se devalúa, para la empresa con endeudamiento en dólares el servicio de la deuda se encarece en pesos y viceversa. Precisamente, esta es la situación que TGI S.A. E.S.P. aduce estaría enfrentando al cambiarse la remuneración del servicio de transporte de gas a pesos.*

*Ahora bien, frente al tema de cómo las empresas financian sus activos, se debe señalar que ellas son autónomas en decidir la estrategia de apalancamiento que adoptan para prestar el servicio público. Esto es, la composición de la estructura de capital entre deuda con terceros y el capital propio. También es preciso señalar que las empresas deciden libremente la medida en que se endeudan en dólares, pesos u otra moneda[[5]](#footnote-6).*

*En el análisis del problema que expone TGI S.A. E.S.P. sobre el impacto que tiene para esa empresa la decisión en la nueva metodología tarifaria de pasar a remunerar las inversiones en pesos colombianos en vez de dólares, se propone primero entender qué apalancamiento tiene la empresa, y cuál es la señal de estructura de capital eficiente que el regulador ha indicado para la actividad de transporte de gas natural.*

*Para TGI S.A. E.S.P., cuando se analiza la relación entre sus pasivos no financieros y los activos no financieros, se advierte un apalancamiento promedio superior al 60% durante los últimos años. Adicionalmente se observa que el 100% del endeudamiento a largo plazo lo tiene en dólares.*

*Ahora bien, frente a la señal de cuál es la estructura de capital que la CREG ha indicado como eficiente y objetivo para las empresas para la actividad de transporte de gas, se tiene lo siguiente:*

*En la Resolución CREG 103 de 2021, en la estructura de capital de las empresas que se tomaron como referencia para el cálculo de la tasa de descuento, la componente de deuda pesa el 29,5%. Más aún, en la metodología anterior para la tasa de descuento[[6]](#footnote-7) la CREG utilizó una estructura de capital en donde la deuda representaba el 40%.*

*En este análisis también es necesario indicar que el costo del capital propio es superior al costo de obtener recursos con terceros (i.e. bancos, mercado de capitales). Así, si una empresa decide tener un apalancamiento superior al de la señal en la tasa de descuento, esa decisión le representa obtener una mayor rentabilidad del capital propio[[7]](#footnote-8).*

*Desde el punto de vista regulatorio, no hay impedimento a un mayor nivel de endeudamiento con terceros que decida la empresa, siempre y cuando tenga la capacidad financiera para honrar sus deudas y garantizar la continuidad en la prestación del servicio público dado que, como se indica arriba, se trata de una decisión en donde las empresas tienen autonomía en la estrategia de apalancamiento que utilizan para prestar el servicio público.*

*De acuerdo con lo anterior, cuando se cambia la moneda de remuneración de las inversiones y la empresa manifiesta que ello afecta el principio de suficiencia financiera y solicita el reconocimiento del valor de coberturas cambiarias para cubrir tal riesgo, es importante señalar que parte de la situación de la empresa se deriva de una decisión de apalancamiento libremente adoptada por TGI S.A. E.S.P., de la cual obtuvo beneficios durante el período anterior como se explicó.*

*Por su parte, en la regulación de los servicios públicos es imperativo que los cargos reflejen la remuneración de empresas eficientes, por lo que es de resaltar que, si hubiere el reconocimiento de algún cubrimiento por el tema de riesgo cambiario, el mismo debe corresponder a la señal de estructura de capital que la CREG ha indicado como eficiente para la actividad.*

*TGI S.A. E.S.P. en sus comunicaciones ha declarado dos deudas en dólares: una por USD 370 millones de dólares y otra por 750 millones de dólares. La primera, declaró esa empresa, finaliza en diciembre de 2022, siendo posible pagarla o renegociarla a partir de esa fecha, y una segunda con vencimiento de 2028 tiene cláusulas de recompra.*

*TGI S.A. E.S.P. y Grupo de Energía de Bogotá han informado a la CREG que, frente a la señal de remuneración en pesos, TGI S.A. E.S.P. ha hecho gestiones para cambiar la anterior deuda de dólares a pesos y tener un cubrimiento natural, pero manifiestan que enfrentan inflexibilidades para hacerlo debido a que tienen onerosos acuerdos de salida anticipada que haría que ese refinanciamiento fuera muy costoso, y en general identifican que el sector financiero colombiano no parece tener la capacidad para asumir toda la deuda que requieren.*

*Aceptando el argumento de que para una empresa con endeudamiento a varios años en dólares actuando diligentemente no le es fácil refinanciar la deuda en un corto plazo y reconociendo que las variaciones en la tasa de cambio y una pronunciada devaluación podrían afectar su suficiencia financiera, la Comisión propone reconocer de manera temporal un valor de cubrimiento de este riesgo teniendo en cuenta las expectativas de devaluación a mediano plazo, y sobre el porcentaje de deuda que se ha indicado tienen las empresas de referencia. Brindar una cobertura sobre el total de la deuda en dólares de TGI S.A. E.S.P. no resulta procedente porque va en contra del principio de eficiencia financiera, debido que la empresa tiene un apalancamiento superior al considerado en la estructura de capital eficiente definida.*

*De acuerdo con lo anterior, el ajuste propuesto en la metodología tarifaria corresponde a reconocer de manera temporal un valor para contar con un instrumento de cobertura cambiaria para el riesgo de devaluación de la empresa, sobre la base de un endeudamiento de dólares acorde a la señal de la metodología tarifaria precedente y bajo el principio de la buena fe de que no ha sido posible para la empresa refinanciar su deuda a pesos.*

*Por otro lado, desde el punto de vista regulatorio, con la premisa de reconocer a la empresa con deuda en dólares un cubrimiento por el riesgo cambiario, en tanto es posible cambiar su perfil de endeudamiento, se debe señalar que este análisis debe hacerse sobre aquella infraestructura que aún no ha terminado de cumplir un periodo de vida útil normativo.*

*Lo anterior resulta relevante y justificado, sobre la base de que la empresa se financió en dólares para invertir en la infraestructura, y la señal de cubrimiento debería solo producirse para aquella infraestructura que no ha terminado el periodo de vida útil normativa y por tanto de ser remunerada. Hacerlo sobre las inversiones que ya terminaron el periodo de vida útil normativa no tendría justificación regulatoria, porque esa infraestructura ya la pagaron los usuarios.*

*En síntesis, teniendo en cuenta la estructura de capital eficiente y el valor de la infraestructura que no ha terminado su primer periodo de vida útil normativa, se propone reconocer un cubrimiento con las expectativas de devaluación de mediano plazo del peso frente al dólar. En particular la inversión en infraestructura que la empresa hubiere podido recuperar vía cargos tarifarios con inversiones en dólares, por un periodo de vida útil normativa de 20 años, no debiera considerarse.*

*Finalmente, como la señal en la metodología es que el riesgo cambiario lo debe asumir las empresas y no los usuarios, y con esta propuesta se le estaría pidiendo a los usuarios que reasumieran nuevamente el riesgo cambiario, se propone un esquema en donde solamente por un periodo tarifario de 5 años, en los cargos de AOM se incluya un valor de coberturas de riesgo cambiario, medido con las expectativas de devaluación, y en una forma decreciente, de manera que la empresa y el usuario tengan una transición mientras se recompone la deuda.”*

Así mismo, en el numeral 2.4 expuso:

*“2.4. Valor de referencia de la TRM para poner los valores de las inversiones en pesos colombianos*

*La metodología tarifaria precedente tenía una señal de remuneración del valor de las inversiones en dólares americanos, por lo que el riesgo cambiario estaba enteramente en cabeza de los usuarios. Cuando la CREG decide cambiar esta señal para que el riesgo cambiario lo asuma el transportador, dado que las empresas están en mejor posición de gestionarlo, se decidió tomar como referencia un valor de TRM vigente y no histórico. En esencia, porque efectivamente con la señal anterior había un cubrimiento del movimiento de la TRM, y técnicamente, respetando esa señal, se concluyó que, al momento de pasar los cargos de inversiones a pesos colombianos, la forma de hacerlo era con una referencia de la TRM vigente.*

*En otras palabras, cuando la señal de riesgo cambiario se pasó del usuario al transportador, no se tomó una referencia histórica de TRM, porque ello habría actuado en sentido contrario a la señal de la anterior metodología.*

*Es pertinente señalar que, si una empresa se hubiese endeudado en dólares, y la CREG diera una señal de valorar las inversiones en pesos colombianos con una TRM diferente a la del mercado, ello podría derivar en una afectación al principio de suficiencia financiera, porque los dólares para honrar los pagos de la deuda en dólares los hace a los valores de mercado de la TRM.”*

A partir del anterior análisis y una vez adelantando el proceso de consulta, incluyendo la revisión de los comentarios recibidos, se debe hacer énfasis en primer lugar en que, de manera general, la forma en que las empresas financian sus activos, corresponde en principio a una gestión de la empresa, por lo tanto, estas son autónomas en decidir la estrategia de apalancamiento que adoptan para prestar el servicio público domiciliario. Dicha decisión implica que la estrategia y gestión del riesgo crediticio y cambiario, en caso de adquisición de deuda en una moneda diferente al peso colombiano, es una responsabilidad de la empresa y no de los usuarios.

En un mercado en competencia, los usuarios no asumen las consecuencias de alguna decisión de endeudamiento que incremente los precios del servicio, básicamente porque otras empresas con una estrategia de gestión del riesgo diferente podrían mantener el nivel de precios. Como el transporte de gas natural corresponde a una actividad monopólica, en el diseño tarifario de los cargos tarifarios no puede haber transferencias de sobre costos financieros por alguna decisión financiera del prestador.

En línea con lo anterior, lo que resulta relevante en atención a lo dispuesto en la metodología de remuneración de transporte de gas natural, es que esta última debe impedir el traslado de gestiones ineficientes en las tarifas a los usuarios por las decisiones de apalancamiento adoptadas por los agentes. Esto, teniendo en cuenta que el riesgo cambiario ya no está en cabeza de los usuarios, sino que el mismo está a cargo de las empresas, en coherencia con lo que ocurre en un mercado en competencia y con las señales de remuneración en las otras actividades de red cuya regulación está a cargo de esta Comisión.

En relación con esto, resulta relevante exponer lo manifestado en el documento CREG 143 A de 2021 soporte de la Resolución CREG 175 de 2021 sobre este punto:

*“7.1.2 Cambio de dólares a pesos*

*Frente a la propuesta que se consultó de remunerar las inversiones en pesos colombianos los transportadores en general expresaron su rechazo argumentando que buena parte de las inversiones en transporte de gas son en dólares y algunos transportadores manifestaron que han acudido al financiamiento en esa moneda para comprar la infraestructura.*

*Regulatoriamente en materia de la remuneración de las inversiones en pesos o en dólares la cuestión es quién debe asumir el riesgo cambiario. Desde el punto de vista regulatorio se considera que es el transportador quien está mejor preparado para manejar ese riesgo y puede gestionarlo.*

*Hasta el momento sólo en transporte de gas natural ese riesgo se le ha trasladado al usuario. En las otras actividades de red (T y D de energía eléctrica, gas combustible y T de líquidos) reguladas por la CREG, el riesgo cambiario está en cabeza de las empresas.*

*Si bien es cierto que buena parte de la inversión en un gasoducto o en un compresor están en dólares, cuando en la metodología se reconoce ese valor en pesos, el agente debe definir su estrategia de financiación.* ***Los agentes pueden tomar financiación en pesos de banca comercial local o lo más común del mercado de capitales local o internacional. Si ya tienen deuda en dólares deben definir su restructuración o asumir el riesgo si la mantienen.”*** *(Resaltado fuera de texto)*

Adicionalmente, en respuesta a los comentarios recibidos sobre este tema la Comisión precisó:

*“(…) 3) Sobre la remuneración del riesgo cambiario se entiende que la estrategia de financiación de las empresas transportadoras es parte de su estrategia de negocio adicionalmente hay disponibilidad de recursos en el mercado local y esto evita tomar el riesgo cambiario por parte de los agentes, además de ello entendemos que existen en el mercado financiero instrumentos de cobertura que pueden considerar las empresas para mitigar el riesgo cambiario y que las empresas transportadoras están en mejor posición para gestionarlo. No sobra señalar que a diferencia de algunas economías que han abandonado su moneda local, en Colombia el peso es una moneda fuerte y en consecuencia una referencia de intercambio sólida para los agentes en la economía. En estos términos, las variaciones en los cargos del transporte originados en los movimientos en el dólar no son aceptables por los usuarios****. Las empresas que reestructuren deuda incurrirán en gastos por una sola vez que podrían ser considerados por la Comisión para los cargos****. (…)” (Resaltado fuera de texto)*

De acuerdo con lo expuesto, el cambio de la moneda de remuneración de las inversiones, como medida adoptada en la Resolución CREG 175 de 2021, en una empresa eficiente, no debería generar afectaciones en el criterio de suficiencia financiera. De hecho, con la información financiera que tiene la CREG[[8]](#footnote-9) de las empresas que prestan el servicio de transporte de gas natural no hay una prueba contundente de que por el hecho de haber cambiado la moneda de remuneración alguna empresa esté enfrentando un riesgo de suficiencia financiera en la prestación del servicio. Esto por supuesto es positivo y refleja la buena gestión que los prestadores de este servicio han realizado en materia de cómo han contratado la deuda.

Sin perjuicio de lo anterior, lo que se ha identificado por parte de la Comisión a partir de las solicitudes realizadas y que motivan el trámite de la presente actuación, es que la gestión para cambiar la deuda en dólares y llevarla a pesos puede implicar unos costos temporales que pueden ser considerados como eficientes y objeto de un reconocimiento, teniendo en cuenta aspectos específicos relacionados con el valor de la TRM que se utilizó para el cambio de dólares a pesos, las variaciones en la tasa de cambio, los activos que no han completado un primer periodo de vida útil normativa y las dificultades normales en el tiempo que se pueden presentar si una empresa quiere refinanciar la deuda en dólares a pesos o acudir a algún mecanismo de cobertura.

Conforme a las anteriores consideraciones, regulatoriamente se encuentra válida una motivación para incluir un cubrimiento eficiente dentro de los cargos fijos de AOM solamente por cinco años y limitado a: (i) el valor de la infraestructura que aún no ha terminado de cumplir un primer periodo de vida útil normativa, (ii) una estructura de capital eficiente, (iii) una señal de expectativas de devaluación en el mediano y largo plazo, y, (iv) una senda decreciente de cubrimiento, de manera que el valor que se determine se comparta entre la empresa y el usuario.

Resulta pertinente señalar que con lo anterior la Comisión no encuentra correcto y en consecuencia procedente replicar algún tipo de cubrimiento que alguna empresa haya realizado o esté enfrentando. Esto es del resorte de ellas y los usuarios no pueden en las tarifas asumir las decisiones que ellas toman libremente en materia de financiamiento y de cubrimiento.

En este sentido, se considera válido y procedente ajustar la propuesta inicial de la Resolución CREG 702 009 de 2022 y como parte del proceso de consulta incorporar los siguientes elementos:

1. En relación con el horizonte de proyección de las demandas que debe ser tenido en cuenta a la hora de calcular el cubrimiento eficiente, se realiza un ajuste para que concuerde con el período de aplicación de este concepto en cinco años.
2. En relación con las inversiones realizadas y que no se incorporaron en los cargos tarifarios aprobados con la metodología de la Resolución CREG 126 de 2010, y que se ejecutaron y se pusieron en operación comercial durante la vigencia de esa resolución, se considera coherente incluir los valores eficientes de esas inversiones en el cálculo del cubrimiento eficiente. Estas inversiones corresponden a las IFPNI.
3. Con respecto al endeudamiento de las empresas en dólares, se incluye una disposición para que el valor que se tome como referencia para la estimación del cubrimiento eficiente tome el mínimo valor entre el valor de los activos que a partir de diciembre de 2021 están en operación y aún no han terminado un periodo de vida útil normativo, incluyendo los valores eficientes IFPNI, y la deuda registrada en los estados financieros de la empresa.
4. Con relación a la estructura de capital y el peso de la deuda se toma como referencia el 40%.
5. En relación con la senda de aplicación del cubrimiento eficiente se mantiene el horizonte de cinco años, con una perspectiva decreciente, pero ajustándolo para que el primer año sea el 100%, el segundo, el 100%, el tercero, el 80%, el cuarto, el 60% y el quinto el 40%. En el año 6 se mantiene la señal de que la empresa no podrá cobrar en la prestación del servicio ningún concepto de cubrimiento eficiente.

# **Para el caso de la aplicación del artículo 7 de la metodología.**

En relación con la aplicación del artículo 7 de la metodología, la Comisión no hizo ninguna propuesta modificatoria de la Resolución CREG 175 de 2021 dentro de la consulta de la Resolución CREG 702 009 de 2022, toda vez que del análisis allí consignado no encontró procedente, para lo cual expuso las siguientes razones:

“*2.3 Aplicación del artículo 7 de la metodología*

*Como se indicó antes, Vanti S.A. E.S.P. expuso varios argumentos para que la Comisión no le diera trámite a las actuaciones particulares cuando se aprobó la Resolución CREG 175 de 2021. Asoenergía y ACP hicieron peticiones en igual sentido.*

*La Resolución CREG 175 de 2021 protege las situaciones jurídicas consolidadas de las empresas que tomaron la decisión de mantener en operación, por otros 20 años, los activos que cumplieron la vida útil normativa durante la vigencia de la Resolución CREG 126 de 2010. Así mismo, frente a las actuaciones en curso, estableció una regla de transición entre la metodología anterior y la nueva, consistente en mantener para los activos que cumplieron la vida útil normativa hasta el 31 de diciembre de 2020 el procedimiento de valoración de las inversiones establecido en la Resolución CREG 126 de 2010, que estaba vigente al momento de cumplirse los 20 años de vida útil normativa de manera que, también protege para estos activos las reglas que le eran aplicables antes de expedir la nueva metodología.*

*Debe tenerse en cuenta que, conforme al artículo 14 de la Resolución CREG 126 de 2010, un año antes de la finalización de la vida útil normativa, las empresas debían declarar por activo el cumplimiento de la vida útil. La Comisión verificaba que ello fuere así, es decir, que el activo hubiere cumplido un periodo de remuneración de 20 años, y procedía al nombramiento de un perito para establecer el valor de reposición a nuevo del correspondiente activo. A partir de los resultados del peritaje, la Comisión, mediante resolución particular definía, para cada activo que terminó la vida útil normativa, (i) el valor de reposición a nuevo, (ii) el valor que se le remuneraría a la empresa si ésta declaraba que continuaría operando el mismo activo, el cual correspondía al 60% del valor de reposición a nuevo, y (iii) los valores a retirar de la base tarifaria cuando se hiciere los ajustes en los cargos.*

*En atención a lo anterior, mediante las siguientes resoluciones la Comisión definió los tres conceptos mencionados para cada uno de los activos de los transportadores que terminaron vida útil normativa.*

*- Resolución CREG 096 de 2021, mediante la cual se resolvieron las solicitudes hechas por Progasur S.A. E.S.P. para la aplicación del artículo 14 de la Resolución CREG 126 de 2010.*

*- Resolución CREG 097 de 2021, mediante la cual se resolvieron las solicitudes hechas por Promigas S.A. E.S.P. para la aplicación del artículo 14 de la Resolución CREG 126 de 2010.*

*- Resolución CREG 098 de 2021, mediante la cual se resolvió la solicitud hecha por Promioriente S.A. E.S.P. para la aplicación del artículo 14 de la Resolución CREG 126 de 2010.*

*- Resolución CREG 099 de 2021, mediante la cual se resolvieron las solicitudes hechas por TGI S.A. E.S.P. para la aplicación del artículo 14 de la Resolución CREG 126 de 2010.*

*- Resolución CREG 100 de 2021, mediante la cual se resolvió la solicitud hecha por Transmetano E.S.P. S.A. para la aplicación del artículo 14 de la Resolución CREG 126 de 2010.*

*- Resolución CREG 101 de 2021, mediante la cual se resolvió la solicitud hecha por Transoccidente S.A. E.S.P. para la aplicación del artículo 14 de la Resolución CREG 126 de 2010.*

*Cuando se emite la Resolución CREG 175 de 2021, las anteriores decisiones ya se habían tomado y frente a las situaciones en curso, se debía proteger la expectativa legítima de quienes habían cumplido el procedimiento de valoración vigente y estaban a espera de la decisión de la autoridad reguladora, lo cual se atiende con las normas de transición entre las dos metodologías. Así, lo único que hace el artículo 7, como se menciona arriba, es precisar que la CREG respetaría los actos administrativos ya decididos y daría igual tratamiento a las situaciones en curso.*

*Ahora bien, sobre cómo remunerar un activo después del periodo de vida útil normativo, se remite al análisis que se hace en la sección 2.1 de esta parte motiva.”*

De acuerdo con lo anterior y una vez adelantado el proceso de consulta, la Comisión encuentra que el anterior análisis sigue siendo procedente, toda vez que no se encuentran argumentos nuevos o adicionales que motiven algo diferente a lo consignada a la Resolución CREG 702 009 de 2022.

En relación con lo señalado, dentro del trámite de la actuación administrativa no se ha logrado demostrar la existencia de una lesión injusta en contra de los usuarios, ni tampoco en contra de las empresas, en los términos que se expone en el acápite siguiente, toda vez que la aplicación de los artículos 6, 7 y 27 se hizo atendiendo el cumplimiento de lo dispuesto en la Resolución CREG 126 de 2010 para los activos que cumplieron su vida útil normativa durante la vigencia de dicha metodología.

De acuerdo con esto, entiende la Comisión que para los activos que cumplieron su vida útil normativa dentro de la vigencia de la Resolución CREG 126 de 2010 se aplicó un mecanismo de incentivos donde dicho valor ha de cubrir todos eventos ordinarios y/o extraordinarios que ocurran durante un período de 20 años en los que se lleve la prestación del servicio público domiciliario.

Así mismo, frente a la aplicación de este incentivo, lo que se pudo evidenciar es que no se debía mantener la misma regla prevista en la Resolución CREG 126 de 2010, de ahí que las reglas actuales previstas en la Resolución CREG 175 de 2021 definen en mejor forma la aplicación de este incentivo, buscando un mayor grado de eficiencia frente a la forma de reconocer los costos de los activos que cumplen vida útil normativa.

En este sentido, las disposiciones previstas en la metodología en materia de la vida útil normativa han buscado generar señales regulatorias a través de una regla de incentivos en donde los valores reconocidos permitan asumir los riesgos de inversión, incertidumbres y eventos no previsibles por parte de los agentes transportadores, lo cual ha sido posible hasta ahora.

Adicionalmente, los eventos expuestos en relación con este punto no se ajustan a lo establecido dentro de la regulación de la Comisión[[9]](#footnote-10) de lo que se ha entendido como un grave error de cálculo dentro de la definición de las metodologías o de una fórmula tarifaria, toda vez que: i) para que exista un grave error de cálculo se requiere que a partir de una operación matemática mal ejecutada o la utilización equivocada de una cifra, símbolo, dato cualitativo, dato cuantitativo o variable se concluya que la definición de una fórmula o un aspecto tarifario dentro de una metodología o de un cargo tarifario debió haber sido diferente al que resultó y que dicha variación lesiona los intereses de la empresa o de los usuarios; ii) el grave error de cálculo debe ser una conducta (i.e., acción u omisión) imputable al actuar de la Comisión de acuerdo con la información, las pruebas, los elementos y los argumentos con los que cuenta al momento de establecer un elemento o fórmula de carácter tarifario dentro de una metodología o al momento de llevar a cabo la definición de un cargo o tarifa; iii) no se considera procedente dentro de la causal del grave error de cálculo aquel error imputable a una conducta o a una omisión de la empresa dentro de las actuaciones administrativas al momento de establecer o definir los cargos o las fórmulas tarifarias.

Sin embargo, la Comisión considera que las disposiciones de la Resolución CREG 175 de 2021 y los temas relacionados con la vida útil normativa de los activos de transporte de gas natural pueden ser revisables hacia el futuro en el marco del artículo 126 de la Ley 142 de 1994, cuando la situación se adecue a alguna de las causales allí previstas, para lo cual resulta relevante reducir el grado de asimetrías de información con la que se cuenta en relación con los costos eficientes que se deben reconocer para la remuneración del activo dentro de la prestación del servicio público domiciliario (i.e. por ejemplo contar con información en relación con las inversiones adicionales requeridas por situaciones no predecibles durante un segundo período de vida útil normativa).

Al reducir estas asimetrías, se pueden contar con mecanismos regulatorios que incrementen en un mayor grado el nivel de eficiencia que actualmente se tiene, acercándose a una eficiencia en términos más exactos y precisos, lo cual puede ser a nivel de costos y la casuística de los activos relacionados con gasoductos, *loops* y estaciones de compresión que ya se vienen remunerando dentro de los cargos tarifarios.

En este sentido, se debe reafirmar lo expuesto en la propuesta regulatoria de la Resolución CREG 702 009 de 2022 sobre este punto.

# El fundamento para llevar a cabo los cambios propuestos atendiendo el artículo 126 de la Ley 142 de 1994.

En la propuesta regulatoria de la Resolución CREG 702 009 de 2022 la Comisión expuso lo siguiente:

“*El artículo en mención precisa que dentro del período de vigencia de las fórmulas tarifarias, de oficio o a solicitud de parte, las fórmulas tarifarias sólo podrán modificarse cuando i) sea evidente que se cometieron graves errores en su cálculo que lesionan injustamente los intereses de los usuarios o de las empresas, o ii) que existen razones de caso fortuito o fuerza mayor que comprometan en forma grave la capacidad financiera de la empresa para continuar prestando el servicio en las condiciones tarifarias previstas(9)*

*A partir de los análisis desarrollados por la Comisión en atención a las solicitudes presentadas, y con los efectos de aplicación de las condiciones actuales de la metodología, se identificaron que estas pueden afectar en el tiempo la aplicación de los criterios de eficiencia y suficiencia financiera de las empresas, poniendo en riesgo la sostenibilidad y continuidad en la prestación del servicio.*

*(…)*

*La Comisión, en aplicación de la causal de lesión injusta a las empresas descrita en el artículo 126 de la ley 142 de 1994, entendida como aquella que afecta la suficiencia financiera de estas, mediante el presente acto pone a consideración del mercado, entidades públicas y terceros interesados generales, una propuesta de modificación de la metodología tarifaria descrita en la Resolución CREG 175 de 2021, tomando como base la información reportada por las empresas como parte de la solicitud que motivan este acto y la información de carácter regulatorio con la que esta cuenta en desarrollo de sus diferentes funciones.”*

En relación con lo expuesto, la Comisión considera que las propuestas realizadas, contrario a lo manifestado en la consulta, no son procedentes atendiendo la causal de lesión injusta a los intereses de las empresas prevista en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, modificado por la ley 2099 de 2021, buscando una correcta aplicación del criterio de suficiencia financiera.

Como se ha señalado, lo consignado en la metodología, relativo a las reglas previstas para la aplicación de la vida útil normativa y el riesgo cambiario que debe ser asumido por los transportadores, son reglas adecuadas que buscan aplicar el criterio de eficiencia económica, sin embargo, los elementos identificados y que motivan la presente propuesta regulatoria y que resuelven las solicitudes en interés general hechas por los agentes, buscan una mejor y debida aplicación de dichas disposiciones.

Esto resulta en una situación diferente a la existencia de una lesión injusta, entendida como un concepto antijurídico que genera una carga que desde el punto de vista tarifario (i.e. lo anterior considerando que la lesión recae sobre el interés y no directamente sobre los usuarios o las empresas[[10]](#footnote-11)) no se está en el deber de soportar a partir de una medida regulatoria existente, que conlleven a que esta sea removida, es decir, las disposiciones regulatorias de la Resolución CREG 175 de 2021 no generan dicho efecto. De ahí que se considere que la causal propuesta en la consulta no sea procedente.

Cabe aclarar que, a partir de la modificación hecha al artículo 126 de la Ley 142 de 1994 por parte de la ley 2099 de 2021, la lesión injusta a los intereses de los usuarios o las empresas es una causal autónoma e independiente del grave error de cálculo y no una consecuencia de este último como estaba considerado inicialmente en la Ley.

En este sentido, considerando que las medidas que se proponen son válidas, toda vez que permiten una debida y correcta aplicación del criterio de eficiencia económica previsto en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994, la modificación de la metodología establecida en la Resolución CREG 175 de 2021, debe estar justificada dentro de las causales previstas en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, modificado por la ley 2099 de 2021 el cual establece lo siguiente:

*“****Ley 142 de 1994. Artículo 126****. Las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cinco años, salvo que antes haya acuerdo entre la empresa de servicios públicos y la comisión para modificarlas o prorrogarlas por un período igual. Excepcionalmente podrán modificarse en cualquier tiempo, de oficio o a petición de parte, cuando sea evidente que se cometieron graves errores en su cálculo, se lesionan injustamente los intereses de los usuarios o de la empresa; o que ha habido razones de caso fortuito o fuerza mayor que comprometen en forma grave la capacidad financiera de la empresa para continuar prestando el servicio en las condiciones tarifarias previstas.*

*Vencido el período de vigencia de las fórmulas tarifarias, continuarán rigiendo mientras la comisión no fije las nuevas.”*

A partir de lo consignado en esta norma, se identifica que para ajustar una fórmula tarifaria a partir del mutuo acuerdo entre la empresa de servicios públicos domiciliarios y la Comisión, esta facultad no permite acordar arbitrariamente una fórmula tarifaria en desconocimiento de las normas constitucionales y legales sobre el régimen tarifario, así como de los principios constitucionales que rigen la prestación de los servicios públicos domiciliarios, sino que la administración debe actuar conforme a los principios y límites previstos en la Constitución y la Ley.

Es por esto que dicha causal tiene fundamento en razones que ameriten ajustes en las tarifas para garantizar a las empresas el cumplimiento de los criterios tarifarios definidos en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994. En el evento del mutuo acuerdo, la modificación puede proceder por hechos o circunstancias de la prestación del servicio generadas en un evento posterior, que no se reflejan adecuadamente en los costos incorporados en las tarifas aprobadas a una empresa. Así mismo, la procedencia del mutuo acuerdo entre la Comisión y la empresa se debe fundar en razones que ameriten ajustes en las tarifas para garantizar a las empresas el cumplimiento de los criterios tarifarios definidos en la Ley.

Frente a los elementos propuestos, en el presente caso estos se adecuan a la causal de mutuo acuerdo prevista en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, toda vez que su incorporación dentro de la Resolución CREG 175 de 2021 garantizan la correcta aplicación de los criterios tarifarios a que hacen referencia el artículo 87 de la Ley 142 de 1994 dentro del servicio público domiciliario de gas combustible en la actividad de transporte de gas natural.

En este sentido, estima la Comisión que en la presente propuesta se da una correcta aplicación de los criterios tarifarios en la medida que permite la recuperación de unos valores que se consideran eficientes en el marco del criterio de eficiencia económica, toda vez que dichos valores no incorporan gestiones ineficientes o son resultado de prácticas anticompetitivas o abusivas; reflejan una estructura de costos que permite una adecuada recuperación de los mismos, protegiendo el interés de los usuarios en la medida en que se establecen condiciones para que la prestación sea sostenible en el largo plazo, garantizando la continuidad en las actividades que deben desplegar los transportadores en el marco del criterio de suficiencia financiera.

De acuerdo con lo anterior, la presente propuesta regulatoria permite dar cumplimiento a los principios constitucionales y legales que rigen la prestación de los servicios públicos domiciliarios, previstos en el artículo 370 constitucional y en la Ley 142 de 1994 en sus artículos 1 al 13, relacionados entre otros con la prestación continua e ininterrumpida en condiciones de eficiencia, facilitando que los usuarios puedan sufragar la tarifa sin incrementos excesivos.

Adicionalmente, teniendo en cuenta que las gestiones consignadas en las disposiciones a las que se hace referencia en la presente resolución deben ser desarrolladas y aplicadas por parte de los transportadores de gas natural, es a dichos agentes a quienes se dirige el acuerdo modificatorio de Resolución CREG 175 de 2021.

Así mismo, se considera que la aplicación de esta causal guarda una correspondencia lógica con la propuesta regulatoria desarrollada en el proyecto CREG 702 009 de 2022, al referirse a materias y asuntos allí consultados en relación con lo dispuesto en la Resolución CREG 175 de 2021, así como versa sobre las solicitudes particulares en interés general realizadas de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994 y aplicabilidad de las causales allí establecidas.

En este sentido, se concluye que existe una relación de conexidad y coherencia temática entre las modificaciones consignadas en la presente resolución y las demás disposiciones que hacen parte del proyecto regulatorio, en este caso, con respecto a las modificaciones a la Resolución CREG 175 de 2021 y lo dispuesto en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994.

Por lo tanto, la causal del mutuo acuerdo se considera que es la alternativa procedente en este caso para incorporar las medidas propuestas en la presente resolución y que modifican la Resolución CREG 175 de 2021.

# PROPUESTA

Conforme a los anteriores elementos del análisis, se considera válido y procedente realizar ajustes a la propuesta inicial de la Resolución CREG 702 009 de 2022, modificando de la siguiente manera la Resolución CREG 175 de 2021:

1. Agregar el numeral 18.7 en el artículo 18 de la Resolución CREG 175 de 2021 con el fin de introducir el procedimiento para determinar el cubrimiento por deuda en dólares, $CUSD$, dentro de los gastos de AOM.
2. Modificar los numerales 22.1 y 22.2 del artículo 22 de la Resolución CREG 175 de 2021 con el fin de incorporar en la formulación de los cargos fijos y variables que remuneran las inversiones el reconocimiento de un costo de oportunidad,$RVUN$*,* al activo que termina el periodo de vida útil normativo. Producto del análisis de los comentarios se encontró conveniente incorporar este concepto de remuneración dentro de los cargos de inversión.
3. Modificar el numeral 22.4 del artículo 22 de la Resolución CREG 175 de 2021 para incorporar la variable $CUSD$ en la formulación del cargo fijo de AOM, $CFAOM$. En esta modificación queda explícito que el cargo incluyendo el cubrimiento eficiente aplica únicamente por un periodo de 60 meses.
4. Modificar los literales e) y f) del artículo 27 de la Resolución CREG 175 de 2021. En el caso del literal e) para incorporar el procedimiento de cálculo de la variable $RVUN$ cuando la empresa decide mantener en operación un activo que terminó el periodo de vida útil normativa y, lo más importante, el servicio lo requiere, y, en el caso del literal f), para que quede claro que cuando la empresa tiene que remplazar un activo, mientras se remplaza, el valor a reconocer en el cargo corresponde al $RVUN$.
5. En coherencia con las disposiciones del costo de oportunidad, modificar el artículo 40 de la Resolución CREG 175 de 2021 para reconocer un costo de oportunidad, conforme a las disposiciones del numeral iii del literal e) del artículo 27 de la Resolución CREG 175 de 2021 para la estimación de la variable $RVUN$, a los gasoductos dedicados que empiecen a ser parte del sistema nacional de transporte y que hubieren estado en operación comercial más de 20 años.

En el documento soporte que acompaña la presente resolución, se consignan las consideraciones y análisis que fundamentan y soportan la presente propuesta regulatoria.

En cumplimiento de lo establecido en el Decreto 1074 de 2015 y como resultado del diligenciamiento del formulario sobre prácticas restrictivas a la competencia, se concluyó que esta normativa no es restrictiva de la competencia. No obstante, teniendo en cuenta que se modifica una metodología tarifaria, se aprobó en la sesión CREG informar a la Superintendencia de Industria y Comercio, SIC, sobre el diligenciamiento del cuestionario sobre abogacía de la competencia consignado en el documento soporte que acompaña la presente resolución.

Con base en lo anterior, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión No. 1323 del 24 de junio de 2024, acordó expedir esta resolución.

En consecuencia,

**RESUELVE:**

1. **Objeto.** La presente resolución tiene como objeto modificar los artículos 18, 22, 27 y 40 de la Resolución CREG 175 de 2021, “Por 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 el marco del artículo 126 de la Ley 142 de 1994.
2. **Alcance.** La presente resolución aplica a los agentes transportadores que en el marco de la causal de modificación de las fórmulas tarifarias por mutuo acuerdo, señalada en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, decidan acogerse a las disposiciones de la presente resolución.
3. **Plazo para acogerse a la modificación tarifaria.** Los transportadores de gas natural tendrán un plazo de diez (10) días calendario, contados a partir de la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución, para informar a la CREG, con copia a la SSPD, la decisión de acogerse a las medidas incorporadas en la presente resolución, mediante comunicación suscrita por su representante legal.

Vencido el plazo otorgado en el presente artículo para acogerse a la modificación tarifaria, la Dirección Ejecutiva de la CREG, informará mediante Circular los transportadores que se hayan acogido.

Artículo 4. Adiciónese un numeral al artículo 18 de la Resolución CREG 175 de 2021 así:

“**18.7** **Remuneración de un cubrimiento por deuda en dólares,** $CUSD$**.** Durante los primeros cinco años del horizonte de proyección, dentro de los valores de AOM, si y solo sí, una empresa certifica que tiene endeudamiento de largo plazo en dólares americanos u otra moneda, adquirido antes de 2021, y que se haya utilizado para adquirir infraestructura en su sistema de transporte de gas natural, se reconocerá a la empresa un cubrimiento por el cambio de moneda de dólares a pesos teniendo en cuenta los siguientes elementos:

El valor de los activos en la base tarifaria de la empresa,$VA$, en pesos colombianos, conforme a las disposiciones del artículo 6.

A la fecha de cálculo de la variable $CUSD$ se tendrá en cuenta el valor eficiente de las inversiones $IFPNI$ que fueron ejecutadas en el período tarifario $t-1$, siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones:

1. Deben ser inversiones que no estaban incluidas en el programa de nuevas inversiones o en el programa de inversiones en aumento capacidad del periodo tarifario t-1.
2. Deben ser inversiones que no están en el plan de abastecimiento de gas natural.
3. Deben ser inversiones que continúen en operación y que la empresa haya justificado que se requerían para la prestación del servicio.
4. No puede haber valores de inversiones que la empresa hubiere puesto en operación comercial después de la expedición de la presente resolución.
5. Para cada valor de inversión IFPNI la empresa debe certificar que se endeudó en dólares a largo plazo y declarar cuál fue el endeudamiento en dólares.

A la fecha de cálculo de la variable $CUSD$ no se tendrá en cuenta el valor de los activos que hayan terminado un periodo de vida útil normativa hasta diciembre de 2021. Estos valores deberán estar expresados en pesos colombianos, conforme a las disposiciones del artículo 6 de la presente resolución.

A la fecha de cálculo de la variable $CUSD$ no se tendrá en cuenta el valor de los activos que no estén en operación comercial. Estos valores deberán estar expresados en pesos colombianos conforme a las disposiciones del artículo 6 de la presente resolución, y teniendo en cuenta la información que las empresas declararon de activos que no están en operación comercial.

Porcentaje de la deuda $Wd$ = 40%

Estimación de las expectativas de devaluación, de acuerdo con la metodología contenida en la Resolución CREG 004 de 2021 o aquella que la modifique o sustituya, para el cálculo de esa variable.

Si el valor de $[\left(VA+IFPNI-NVA-INO\right)×Wd]$ es mayor al valor de la deuda en dólares a largo plazo de la empresa adquirida para desarrollar la infraestructura de transporte de gas natural, la estimación de la variable $CUSD$ se hará con el valor de la deuda en dólares de los Estados Unidos expresada en pesos colombianos, considerando el valor de la TRM del 31 de diciembre de 2021. El valor de la deuda en dólares deberá estar registrado en los estados financieros de la empresa.

Donde:

|  |  |
| --- | --- |
| $VA$: | Valor de los activos en la base tarifaria a diciembre de 2021, conforme a las disposiciones del artículo 6 de la presente resolución. |
| $IFPNI$: | Valores de las inversiones conforme al artículo 12 de la presente resolución. |
| $NVA$: | Valores de las inversiones que a diciembre de 2021 cumplieron un periodo de vida útil normativa. |
| $INO$: | Valores de las inversiones conforme al artículo 12 de la presente resolución. |
| $Wd$: | 40% |

El valor de $CUSD$ estará expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpcd-año y se calculará conforme a los siguientes pasos:

Paso 1

Estimación del cubrimiento para cada uno de los primeros cinco años de aplicación de los cargos de AOM.

| **Año** | **Cubrimiento** |
| --- | --- |
| 1 | $$Cubrimiento=β× \left(VA+IFPNI-NVA-INO\right)×Wd×Dev$$ |
| 2 | $$Cubrimiento=β×\left(VA+IFPNI-NVA-INO\right)×Wd×Dev$$ |
| 3 | $$Cubrimiento=β×\left(VA+IFPNI-NVA-INO\right)×Wd×Dev$$ |
| 4 | $$Cubrimiento=β×\left(VA+IFPNI-NVA-INO\right)×Wd×Dev$$ |
| 5 | $$Cubrimiento=β×\left(VA+IFPNI-NVA-INO\right)×Wd×Dev$$ |
| 6 | $$Cubrimiento=β×\left(VA+IFPNI-NVA-INO\right)×Wd×Dev$$ |

Los valores $β$ para cada uno de los años es el que se indica en la siguiente tabla:

| **Año** | **Cubrimiento** |
| --- | --- |
| 1 | $$β=1,0$$ |
| 2 | $$β=1,0$$ |
| 3 | $$β=0,8$$ |
| 4 | $$β=0,6$$ |
| 5 | $$β=0,4$$ |
| 6 | $$β=0.0$$ |

Paso 2

Con el valor de la $Tkc$ se calculará el valor presente de los cubrimientos del año 1 hasta el año 5. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

Paso 3

Conforme a las disposiciones del numeral 18.1.3. del Artículo 18 de la presente resolución para la estimación de los valores $AOM\_{t}^{IE}$, el valor que resulta del Paso 2 se asignará a prorrata de los valores de $AOM\_{t}^{IE}$, en cada tramo regulatorio o grupo de gasoductos de la empresa en su respectivo sistema de transporte de gas natural. Estos valores estarán expresados en pesos colombianos de la fecha base.

Paso 4

En cada tramo regulatorio o grupo de gasoductos, con el valor de la $Tkc$ se calculará el valor presente de los valores de la demanda esperada de capacidad de los primeros cinco años del horizonte de proyección considerando el valor de la demanda esperada de capacidad asociada a la inversión existente,$DEC\_{t}^{a}$, la demanda esperada de capacidad asociada a la inversión tipo II,$DEC\_{t}^{PNI\\_II}$ y la demanda esperada de capacidad asociada a proyectos IAC, $DEC\_{t}^{IAC}$. Este valor estará expresado en kpcd – año.

Paso 5

El valor de $CUSD$ resultará de dividir el valor que resulta del Paso 3 sobre el valor que resulta del Paso 4. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpcd – año.

A las empresas de transporte de gas natural a las que se les estime un valor $CUSD$ solo podrán cobrar ese valor en los cargos fijos de AOM, $CFAOM\_{t}^{IE\_{PNI\_{IAC}}}$, durante 60 meses, contados partir de la fecha de entrada en vigencia de los cargos aprobados por la CREG. En el mes 61 de aplicación de los cargos particulares las empresas deberán prestar el servicio sin la componente $CUSD$, conforme a las disposiciones del numeral 22.4 de la presente resolución”.

Artículo 5. Modifíquese el numeral 22.1. del Artículo 22 de la Resolución CREG 175 de 2021 así:

**“22.1. Cálculo de cargos fijos regulados de referencia para la remuneración de la inversión.** Para el cálculo de los cargos fijos se aplicará la siguiente expresión:

$$CFI\\_IE\\_PNI\\_IAC\_{t,λ\_{f}}=\frac{\left(IE\_{t}+I\_{t}+PNI\_{v,t}^{a}+PNI\_{II,t}^{a}+IAC\_{t}^{a}+RVUN\right)×λ\_{f}}{VP\left(DEC\_{t}^{a}+DEC\_{t}^{PNI\\_II}+DEC\_{t}^{IAC},Tkc\right)}$$

Donde:

|  |  |
| --- | --- |
| $$CFI\\_IE\\_PNI\\_IAC\_{t,λ\_{f}}:$$ | Cargo fijo que remunera costos de inversión existente y las inversiones $I\_{t}$, $PNI\_{v,t}^{a}, PNI\_{II,t}^{a},IAC\_{t}^{a}$, expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpcd-año. |
| $IE\_{t}$: | Valor de la inversión existente, expresado en pesos colombianos de la fecha base. |
| $I\_{t}$: | Es el valor presente de los valores $I\_{j}$ con la Tkc, conforme al Artículo12.  |
| $PNI\_{v,t}^{a}$: | Valor presente ajustado de la inversión en variantes con la Tkc. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base, el cual debe ajustarse siguiendo lo expresado en el Artículo 13 de la presente resolución. Cuando la $PNI\_{v,t}^{a}$ entre en operación conforme a las disposiciones del Artículo 28 se recalculará el $CFI\\_IE\\_PNI\\_IAC\_{t,λ\_{f}}$ teniendo en cuenta los valores de demanda para el horizonte de proyección contados desde ese año. |
| $PNI\_{II,t}^{a}$: | Valor presente ajustado de inversiones del PNI correspondientes a redes tipo II con la Tkc. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base, el cual debe ajustarse siguiendo lo expresado en el Artículo 13 de la presente resolución. Cuando la $PNI\_{II,t}^{a} $entre en operación, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se recalculará el $CFI\\_IE\\_PNI\\_IAC\_{t,λ\_{f}}$ teniendo en cuenta los valores de demanda para el horizonte de proyección contados desde ese año. |
| $IAC\_{t}^{a}$: | Valor presente ajustado de inversión en aumento de capacidad correspondiente a un gasoducto o a una estación de compresión con la tasa *Tkc*. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base, el cual debe ajustarse siguiendo lo expresado en el Artículo 14 de la presente resolución. Cuando la $IAC\_{t}^{a} $entre en operación, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se recalculará el $CFI\\_IE\\_PNI\\_IAC\_{t,λ\_{f}}$ teniendo en cuenta los valores de demanda para el horizonte de proyección contados desde ese año. |
| $RVUN$: | Costo de oportunidad por mantener en operación los activos que cumplen el periodo de vida útil normativa, $RVUN$, conforme a las disposiciones del numeral iii del literal e) del artículo 27 de la presente resolución. |
| $λ\_{f}$: | Corresponde a uno de los siguientes valores: 0; 0,10; 0,20; 0,40; 0,50; 0,60; 0,70; 0,80; 0,85; 0,90; 0,92; 0,94; 0,96; 0,98 y 1. |
| $DEC\_{t}^{a}$: | Demanda esperada de capacidad asociada a la inversión existente, expresada en kpcd-año. Cuando, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se incluya alguna inversión $PNI\_{II,t }^{a}ó IAC\_{t}^{a}$ en los cargos los valores de demanda se deberán actualizar para el horizonte de proyección aplicando las disposiciones del Artículo 21. |
| $DEC\_{t}^{PNI\\_II}$: | Demanda anual esperada de capacidad asociada a la inversión tipo II, $PNI\\_II\_{t}$, para el horizonte de proyección, expresada en kpcd-año. Cuando, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se incluya alguna inversión $PNI\_{II,t }^{a}ó IAC\_{t}^{a}$ en los cargos los valores de demanda se deberán actualizar para el horizonte de proyección aplicando las disposiciones Artículo 21. |
| $DEC\_{t}^{IAC}$: | Demanda esperada de capacidad asociada a proyectos IAC, para el horizonte de proyección, expresada en kpcd-año. Cuando, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se incluya alguna inversión $PNI\_{II,t }^{a}ó IAC\_{t}^{a}$ en los cargos los valores de demanda se deberán actualizar para el horizonte de proyección aplicando las disposiciones Artículo 21. |
| $Tkc$: | Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de capacidad a través de cargos fijos expresados en pesos colombianos.  |
| $$VP\left(DEC\_{t}^{a}+DEC\_{t}^{PNI\\_II}+DEC\_{t}^{IAC},Tkc\right)$$ | Valor presente de la demanda $DEC\_{t}^{a}+DEC\_{t}^{PNI\\_II}+DEC\_{t}^{IAC}$ descontada a la tasa $Tkc$”. |

Artículo 6. Modifíquese el numeral 22.2. del Artículo 22 de la Resolución CREG 175 de 2021 así:

**“22.2. Cálculo de cargos variables regulados de referencia para la remuneración de la inversión**. Para el cálculo de los cargos variables se aplicará la siguiente expresión:

$$CVI\\_IE\\_PNI\\_IAC\_{t,λ\_{v}}=\frac{\left(IE\_{t}+I\_{t}+PNI\_{v,t}^{a}+PNI\_{II,t}^{a}+IAC\_{t}^{a}+RVUN\right)×λ\_{v}}{VP\left(DEV\_{t}^{a}+DEV\_{t}^{PNI\\_II}+DEV\_{t}^{IAC},Tkv\right)}$$

Donde:

|  |  |
| --- | --- |
| $CVI\\_IE\\_PNI\\_IAC\_{t,λ\_{v}}$: | Cargo variable que remunera costos de inversión existente y las inversiones $I\_{t}$, $PNI\_{v,t}^{a}, PNI\_{II,t}^{a},IAC\_{t}^{a}$, expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpc-año. |
| $IE\_{t}$: | Valor de la inversión existente, expresado en pesos colombianos de la fecha base. |
| $I\_{t}$: | Es el valor presente de los valores $I\_{j}$ con la *Tkv*, conforme al Artículo 12. |
| $PNI\_{v,t}^{a}$: | Valor presente ajustado de la inversión en variantes con la *Tkv*. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base, el cual debe ajustarse siguiendo lo expresado en el Artículo 13 de la presente resolución. Cuando la $PNI\_{v,t}^{a} $entre en operación, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se recalculará el $CVI\\_IE\\_PNI\\_IAC\_{t,λ\_{v}}$ teniendo en cuenta los valores de demanda para el horizonte de proyección contados desde ese año. |
| $PNI\_{II,t}^{a}$: | Valor presente ajustado de inversiones del PNI correspondientes a redes tipo II con la tasa Tkv. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base, el cual debe ajustarse siguiendo lo expresado en el Artículo 13 de la presente resolución. Cuando la $PNI\_{II,t}^{a}$, entre en operación conforme a las disposiciones del Artículo 28 se recalculará el $CVI\\_IE\\_PNI\\_IAC\_{t,λ\_{v}}$ teniendo en cuenta los valores de demanda para el horizonte de proyección contados desde ese año. |
| $IAC\_{t}^{a}$: | Valor presente ajustado de inversión en aumento de capacidad correspondiente a un gasoducto o a una estación de compresión con la tasa *Tkv*. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base, el cual debe ajustarse siguiendo lo expresado en el Artículo 14 de la presente resolución. Cuando la $IAC\_{t}^{a}$ entre en operación, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se recalculará el $CVI\\_IE\\_PNI\\_IAC\_{t,λ\_{v}}$teniendo en cuenta los valores de demanda para el horizonte de proyección contados desde ese año. |
| $RVUN$: | Costo de oportunidad por mantener en operación los activos que cumplen el periodo de vida útil normativa, $RVUN$, conforme a las disposiciones del numeral iii del literal e) del Artículo 27 de la presente resolución. |
| $λ\_{v}$: | 1-$λ\_{f}$ |
| $DEV\_{t}^{a}$: | Demanda esperada de volumen asociada a la inversión existente, expresada en kpc-año. Cuando, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se incluya alguna inversión $PNI\_{II,t }^{a}ó IAC\_{t}^{a}$ en los cargos los valores de demanda se deberán actualizar para el horizonte de proyección aplicando las disposiciones Artículo 21. |
| $DEV\_{t}^{PNI\\_II}$: | Demanda anual esperada de volumen asociada a la inversión tipo II, $PNI\\_II\_{t}$, para el horizonte de proyección, expresada en kpc-año. Cuando, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se incluya alguna inversión $PNI\_{II,t }^{a}ó IAC\_{t}^{a}$ en los cargos los valores de demanda se deberán actualizar para el horizonte de proyección aplicando las disposiciones Artículo 21. |
| $DEV\_{t}^{IAC}$: | Demanda esperada de capacidad asociada a proyectos IAC, para el horizonte de proyección, expresada en kpc-año. Cuando, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se incluya alguna inversión $PNI\_{II,t }^{a}ó IAC\_{t}^{a}$ en los cargos los valores de demanda se deberán actualizar para el horizonte de proyección aplicando las disposiciones Artículo 21. |
| $Tkv$: | Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de volumen a través de cargos variables expresados en pesos colombianos. |
| $$VP\left(DEC\_{t}^{a}+DEC\_{t}^{PNI\\_II}+DEC\_{t}^{IAC},Tkv\right)$$ | Valor presente de la demanda $DEV\_{t}^{a}+DEV\_{t}^{PNI\\_II}+DEV\_{t}^{IAC}$ descontada a la tasa $Tkv$”. |

Artículo 7. Modifíquese el numeral 22.4 del Artículo 22 de Resolución CREG 175 de 2021 así:

“**22.4 Cálculo de cargos fijos que remuneran los gastos de** $AOM$ **de inversión existente,** $IE\_{t}$**.** Si para la empresa de transporte de gas natural hay mérito para incorporarle una remuneración de cubrimiento por deuda en dólares, conforme a las disposiciones del numeral 18.7 del Artículo 18 de la presente resolución, para el cálculo de los cargos fijos que remuneran los gastos de $AOM$ de inversión existente, se aplicará la siguiente expresión:

$$CFAOM\_{t}^{IE\_{PNI\_{IAC}}}=\frac{VP\left(AOM\_{t}^{IE}+AOM\_{II,t}^{PNI}+AOM\_{t}^{IAC},Tkc\right)}{VP\left(DEC\_{t}^{a}+DEC\_{t}^{PNI\_{II}}+DEC\_{t}^{IAC},Tkc\right)}+CUSD$$

Si para la empresa de transporte de gas natural NO hay mérito para incorporarle una remuneración de cubrimiento por deuda en dólares, conforme a las disposiciones del numeral 18.7 del Artículo 18 de la presente resolución, para el cálculo de los cargos fijos que remuneran los gastos de $AOM$ de inversión existente, se aplicará la siguiente expresión

$$CFAOM\_{t}^{IE\_{PNI\_{IAC}}}=\frac{VP\left(AOM\_{t}^{IE}+AOM\_{II,t}^{PNI}+AOM\_{t}^{IAC},Tkc\right)}{VP\left(DEC\_{t}^{a}+DEC\_{t}^{PNI\_{II}}+DEC\_{t}^{IAC},Tkc\right)}$$

Si una empresa de transporte de gas natural fue objeto del cubrimiento por deuda en dólares, para la prestación del servicio en el mes 61 se aplicará un cargo $CFAOM\_{t}^{IE\_{PNI\_{IAC}}}$ conforme a la expresión anterior. Es decir, sin la componente $CUSD$.

Donde:

|  |  |
| --- | --- |
| $CFAOM\_{t}^{IE\\_PNI\\_IAC}$: | Cargos fijos que remuneran los gastos de $AOM$ de inversión existente, PNI e IAC para el período tarifario $t$, expresados en pesos colombianos de la fecha base por kpcd-año. |
| $AOM\_{t}^{IE} $: | Gastos anuales de administración, operación y mantenimiento de inversión existente de las inversiones $IE\_{t}+ I\_{t} $para el horizonte de proyección, expresados en pesos colombianos de la fecha base. |
| $AOM\_{II,t}^{PNI} $: | Gastos anuales de administración, operación y mantenimiento de inversión existente de las inversiones$ PNI\_{II,t .}^{a} $Cuando la $PNI\_{II,t}^{a} $entre en operación, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se recalculará el $CFAOM\_{t}^{IE\\_PNI\\_IAC}$ teniendo en cuenta los valores de demanda para el horizonte de proyección contados desde ese año. |
| $AOM\_{t}^{IAC}$: | Gastos anuales de administración, operación y mantenimiento de inversión existente de las inversiones $ IAC\_{t}^{a}. $Cuando la $IAC\_{t}^{a} $entre en operación, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se recalculará el $CFAOM\_{t}^{IE\\_PNI\\_IAC}$ teniendo en cuenta los valores de demanda para el horizonte de proyección contados desde ese año. |
| $CUSD$: | Remuneración de un cubrimiento de deuda en dólares conforme al Paso 5 de las disposiciones del ítem viii del numeral 18.7 del Artículo 18 de la presente resolución. |
| $DEC\_{t}^{a}$: | Demanda esperada de capacidad asociada a la inversión existente, expresada en kpcd-año. Cuando, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se incluya alguna inversión $PNI\_{II,t }^{a}ó IAC\_{t}^{a}$ en los cargos los valores de demanda se deberán actualizar para el horizonte de proyección aplicando las disposiciones Artículo 21. |
| $DEC\_{t}^{PNI\\_II}$: | Demanda anual esperada de capacidad asociada a la inversión tipo II, $PNI\\_II\_{t}$, para el horizonte de proyección, expresada en kpcd-año. Cuando, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se incluya alguna inversión $PNI\_{II,t }^{a}ó IAC\_{t}^{a}$ en los cargos los valores de demanda se deberán actualizar para el horizonte de proyección aplicando las disposiciones Artículo 21. |
| $DEC\_{t}^{IAC}$: | Demanda esperada de capacidad asociada a proyectos IAC, para el horizonte de proyección, expresada en kpcd-año. Cuando, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se incluya alguna inversión $PNI\_{II,t }^{a}ó IAC\_{t}^{a}$ en los cargos los valores de demanda se deberán actualizar para el horizonte de proyección aplicando las disposiciones Artículo 21. |
| $Tkc$: | Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de capacidad a través de cargos fijos expresados en pesos colombianos. |
| $$VP\left(AOM\_{t}^{IE}+AOM\_{II,t}^{PNI}+AOM\_{t}^{IAC},Tkc\right):$$ | Valor presente de los gastos de administración, operación y mantenimiento para $AOM\_{t}^{IE}+AOM\_{II,t}^{PNI}+AOM\_{t}^{IAC}$, descontados a la tasa $Tkc$. |
| $$VP\left(DEC\_{t}^{a}+DEC\_{t}^{PNI\\_II}+DEC\_{t}^{IAC},Tkc\right):$$ | Valor presente de la demanda esperada de capacidad $DEC\_{t}^{a}+DEC\_{t}^{PNI\\_II}+DEC\_{t}^{IAC}$ , descontadas a la tasa $Tkc$”. |

Artículo 8. Modifíquese los literales e) y f) del Artículo 27 de la Resolución CREG 175 de 2021 así.

“e) Si la decisión del transportador es continuar operando el activo existente, se deberá seguir el siguiente procedimiento:

El transportador declarará el tipo de inversión y su valor, para los siguientes cinco años, que requiere el activo para continuar operando durante su vida útil normativa, con el suficiente detalle y justificación. Esta información deberá ser declarada de acuerdo con el Anexo 2 de la presente resolución.

Según el tipo de inversión y el valor de la inversión, la CREG podrá contratar un auditor para: (i) verificar la necesidad de la inversión, y (ii) establecer un valor eficiente de referencia de la inversión.

En la determinación de los cargos tarifarios, la CREG incluirá:

1. El valor de las inversiones eficientes calculadas en el literal vi) que requiere el transportador para mantener en operación el activo. En este caso, el AOM y la demanda de capacidad y de volumen serán los previstos para el respectivo tramo, antes de su reemplazo.
2. El costo de oportunidad para los activos que cumplan las siguientes condiciones:
3. El activo cumple periodo de vida útil normativo durante el periodo tarifario t.
4. El activo está en operación y puede seguir en operación comercial durante el periodo tarifario t.
5. El activo se necesita para la prestación del servicio durante el periodo tarifario t.
6. El activo no es objeto de remuneración en alguno de los proyectos de los planes de abastecimiento de gas natural.
7. La estimación del costo de oportunidad por mantener en operación los activos que cumplen el periodo de vida útil normativa, $RVUN$, en el periodo tarifario t, se realizará conforme a los siguientes pasos:

Paso 1:

Aplicar la siguiente ecuación a cada uno de los activos que cumplen vida útil normativa VUN para cada tramo regulatorio y grupo de gasoductos, y actualizarlos acorde a lo dispuesto en el artículo 28 de la presente resolución:

$$RVUN=VP\left(\left(IE\_{t}×PA\right)×TAD,Tkc,n\right)$$

Donde:

|  |  |
| --- | --- |
| $RVUN$: | Costo de oportunidad por mantener en operación los activos que cumplen el periodo de vida útil normativa, $RVUN$, conforme a las disposiciones del literal b) del Artículo 27 de la presente resolución expresado en pesos colombianos de la fecha base. |
| $IE\_{t}$: | Valor de la inversión existente que es objeto del reconocimiento de un costo de oportunidad, expresado en pesos colombianos de la fecha base. |
| $$PA$$ | Constante de ponderación correspondiente al valor de 69.8% |
|  |  |
| TAD | Costo de oportunidad asociado al riesgo del activo en el negocio para un activo que ya cumplió su vida útil normativa |
| $Tkc$: | Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de capacidad a través de cargos fijos expresados en pesos colombianos. |
| n | Periodo para descontar el flujo: 20 años |
|  |  |
| $$VP\left(\left(IE×PA\right)×TAD,Tkc,n\right)$$ | Valor presente de Costo de oportunidad por mantener en operación los activos que cumplen el periodo de vida útil normativa, $RVUN$,desde el año 1 hasta el año n |

Donde TAD considera las variables para cálculo de la tasa de descuento Tkc

$$TAD=\left(\frac{\frac{ke\\_cop\_{τ}  }{1-Tx}+1}{π\\_cop\_{τ}+1}-1\right)\*\frac{We\_{α,τ}}{We\_{α,τ}+Wd\_{α,τ}}$$

|  |
| --- |
| Donde  |
| TAD | Costo de oportunidad asociado al riesgo del activo en el negocio para un activo que ya cumplió su vida útil normativa. |
| $We\_{α,τ}$: | Ponderador para el costo del capital propio (equity) de la actividad a, en el momento $τ$  |
| $ke\\_cop\_{τ}$: | Costo del capital propio en pesos corrientes de la actividad a, en el momento $τ$  |
| $ke\\_cop\_{τ}$ constante: | Costo del capital propio en pesos constantes de la actividad a, en el momento $τ$  |
| $We\_{α,τ}$: | Ponderador para el costo del capital propio (equity) de la actividad a |
| $$Tx:$$ | Tarifa general del impuesto sobre la renta de las personas jurídicas, vigente al momento $τ$  |
| $Wd\_{α,τ}$:  | Ponderador para el costo de la deuda de la actividad a, expresado como la relación de la deuda sobre el capital total, en el momento $τ$  |
| $π\\_cop\_{τ}$:  | Expectativa de inflación en el momento  $τ$    |

La TAD se podrá actualizar cuando se actualice la variable Tkc acorde a decisión de la comisión.

Paso 2

Teniendo en cuenta los valores estimados en el Paso 1, el valor $RVUN$, para cada tramo regulatorio o grupo de gasoductos, se adicionará a la base de activos.

Las disposiciones del cálculo $RVUN$ tendrán la vigencia de la presente metodología, y la CREG, para el siguiente periodo tarifario, cuando se establezca una nueva metodología, determinará los criterios para continuar o no remunerando un costo de oportunidad, considerando elementos de eficiencia y el análisis de impacto de la aplicación de este concepto de costo de oportunidad en la presente metodología.

Mientras el transportador ejecuta el 100% de las inversiones que requiere para mantener en operación el activo, se retirará de la base de activos el valor correspondiente al activo que ha cumplido período de vida útil normativa, y en la base tarifaria se reconocerá el (i) valor eficiente determinado por la CREG del valor presente de las inversiones para mantener en operación el activo, y, (ii) el valor $RVUN$. En las resoluciones de cargos particulares se reconocerán las inversiones declaradas para los siguientes cinco años con el valor eficiente determinado por la CREG.

Los valores de inversión aprobados en el presente literal remunerarán todas las inversiones eficientes requeridas, tales como inversiones en reparaciones, variantes y reposiciones parciales, para mantener la integridad y seguridad de los activos correspondientes durante su nuevo período de vida útil normativa.

Cuando el transportador ejecute el 100% de cada una de las inversiones que requiere para mantener en operación el activo, en la base tarifaria solo se reconocerá el valor eficiente de las inversiones ejecutadas, las cuales se incluirán en cargos de acuerdo con lo establecido en el Artículo 28 de la presente resolución. El valor eficiente, $VAO,$ se determinará siguiendo las siguientes fórmulas:

$$VAO = \left\{\begin{array}{c}Apr- \frac{Apr-Real}{2} si Real \leq Apr \\ \\Apr+ \frac{Real-Apr}{2} si Apr< Real \leq 1,3×Apr \\ \\1,15\*Apr si Real >1,3× Apr\\ \\Real=Real\\_opr×\frac{IPP\_{fb}}{IPP\_{opr}}\end{array}\right.$$

Donde:

$VAO:$Valor eficiente de la inversión en caso de que el transportador decida continuar operando el activo durante el siguiente período de vida útil normativa. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

$Apr:$ Valor aprobado de las inversiones para mantener el activo en operación, determinado con base en lo establecido en el Anexo 1 y en la información reportada según el Anexo 2 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

$Real$: Valor real de las inversiones para mantener el activo en operación determinado con base en la información reportada por el transportador en el formato del Anexo 3 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

$Real\\_opr$: Valor real de las inversiones para mantener el activo en operación, determinado con base en la información reportada por el transportador en el formato del Anexo 3 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha de puesta en operación comercial. Los valores en dólares americanos se convertirán a pesos colombianos utilizando la TRM de la fecha de puesta en operación comercial.

$IPP\_{fb}:$ Índice de Precios al Productor Oferta Interna, reportado por el DANE para la fecha base.

$IPP\_{opr}:$ Índice de Precios al Productor Oferta Interna, reportado por el DANE para el mes en que entró en operación comercial.

f) Si la decisión del transportador es reemplazar el activo existente, se deberá seguir el siguiente procedimiento:

Cuando el transportador decida reemplazar un activo que cumple vida útil normativa por otro de distintas características de longitud y diámetro, se considerará para el trámite de cargos con un tratamiento similar al de los activos que hacen parte del programa de nuevas inversiones, PNI. Para el cálculo de cargos para este tipo de inversiones se deberá aplicar lo dispuesto en el Artículo 22 de la presente resolución, siguiendo los procedimientos establecidos para $CFI\\_PNI\\_II\_{t,λ\_{f}}$ y $CVI\\_PNI\\_II\_{t,λ\_{v}}$. en los siguientes casos:

* 1. Cuando sea un diámetro diferente al existente.
	2. Cuando la longitud tenga una diferencia de +/- 10% a la del trazado original.

En caso de aplicarse cualquiera de los literales a. o b. el transportador deberá justificar el cambio en su solicitud.

Mientras el transportador repone el activo, se reconocerá el costo de oportunidad conforme al procedimiento previsto en el numeral iii del literal e) del presente artículo.

Cuando el transportador remplace el 100% del activo, el valor eficiente, $VRAN,$ se determinará siguiendo las siguientes fórmulas:

$$VRAN = \left\{\begin{array}{c}Apr- \frac{Apr-Real}{2} si Real \leq Apr \\ \\Apr+ \frac{Real-Apr}{2} si Apr< Real \leq 1,3×Apr \\ \\1,15\*Apr si Real >1,3× Apr\\ \\Real=Real\\_opr×\frac{IPP\_{fb}}{IPP\_{opr}}\end{array}\right.$$

Donde:

$VRAN:$Valor eficiente de la inversión del nuevo activo. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

$Apr:$ Valor aprobado para el nuevo activo, determinado con base en lo establecido en el Anexo 1, en la información reportada según el Anexo 2 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

$Real$: Valor real del nuevo activo, determinado con base en la información reportada por el transportador en el formato del Anexo 3 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

$Real\\_opr$: Valor real del nuevo activo, determinado con base en la información reportada por el transportador en el formato del Anexo 3 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha de puesta en operación comercial. Los valores en dólares americanos se convertirán a pesos colombianos utilizando la TRM de la fecha de puesta en operación comercial.

$IPP\_{fb}:$ Índice de Precios al Productor Oferta Interna, reportado por el DANE para la fecha base.

$IPP\_{oper}:$ Índice de Precios al Productor Oferta Interna, reportado por el DANE para el mes de diciembre del año en que entró en operación comercial el nuevo activo”.

Artículo 9. Modifíquese el literal d) del Artículo 40 de la Resolución CREG 175 de 2021 así:

“d) Para el cálculo de los cargos se aplicará el procedimiento descrito en el Artículo 10 y siguientes de la presente resolución. Respecto a la valoración de la inversión de gasoductos en operación se tendrá en cuenta

1. Si el gasoducto lleva en operación comercial un periodo inferior a los 20 años se reconocerá el valor en libros incluyendo la depreciación del gasoducto al momento de la definición del cargo.
2. Si el gasoducto lleva en operación comercial un periodo igual o superior a los 20 años se reconocerá el costo de oportunidad por mantener en operación el activo conforme a las disposiciones del numeral iii del literal e) del artículo 27 de la presente resolución para la estimación de la variable $RVUN$. En este caso, se reconocerá para la variable $IE\_{t}$ el valor en libros del gasoducto sin incluir la depreciación.
3. El plan de inversiones para los siguientes cinco años”.

Artículo 10. No llevar a cabo modificaciones a la Resolución CREG 175 de 2021 con base en las solicitudes particulares en interés general recibidas por la Comisión y realizadas por Vanti S.A. E.S.P., la Asociación Colombiana de Grandes Consumidores de Energía Industriales y Comerciales, ASOENERGÍA, y la Asociación Colombiana del Petróleo y Gas, ACP, con fundamento en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994 de acuerdo con la parte motiva de la presente resolución.

Artículo 11. Vigencia. La presente resolución rige a partir de su publicación en el *Diario Oficial*.

NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

|  |  |
| --- | --- |
| **ANDRÉS CAMACHO MORALES**Ministro de Minas y EnergíaPresidente | **OMAR PRIAS CAICEDO**Director Ejecutivo |

1. En esta discusión es preciso señalar que la diferencia entre los pagos a 20 y 50 años está en función del nivel de las tasas. Si se hiciera el ejercicio con tasas superiores a 10,94% el diferencial se reduce. [↑](#footnote-ref-2)
2. Ver página 89 del documento soporte CREG 006 de 2014 que acompaña la Resolución CREG 018 de 2014. [↑](#footnote-ref-3)
3. Ver artículo 14 de la Resolución CREG 126 de 2010. [↑](#footnote-ref-4)
4. En comunicación con radicado CREG E2023002669, la empresa Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A. E.S.P. expusieron que “(…) *A la luz de las consideraciones anteriormente expuestas, solicitamos de manera respetuosa a ustedes la revisión y modificación de las disposiciones aplicables a gasoductos dedicados establecidas en el marco de la Resolución CREG 175, restableciendo la posibilidad de acordar de manera bilateral las condiciones de uso de estos activos, y de manera subsidiaria, en caso de que lo anterior no sea aceptado otorgando un tratamiento equilibrado respecto de la valoración de las inversiones al momento de fijación tarifaria por parte de la CREG. Lo anterior de cara a lo establecido en el Artículo 126 de la Ley 142 de 1994 que permitan encuadrar el reconocimiento de las inversiones y de su rentabilidad en un marco de igualdad frente a los demás activos de transporte.”* [↑](#footnote-ref-5)
5. Así, al revisar los Estados Financieros de otras empresas transportadoras, se identifican diferentes estrategias de endeudamiento con terceros en cuanto a estructura de capital y en tipo de moneda de la deuda. [↑](#footnote-ref-6)
6. Resolución CREG 126 de 2010. [↑](#footnote-ref-7)
7. En el caso de TGI S.A. E.S.P. el peso de la deuda en sus EEFF es superior al peso de la deuda que se utilizó para la estimación de la tasa de descuento. [↑](#footnote-ref-8)
8. Para el caso de las empresas Promigas S.A. E.S.P. y TGI S.A. E.S.P. https://www.promigas.com/Paginas/Especiales/ResultadosTrimestralesESP.aspx https://www.grupoenergiabogota.com/inversionistas/centro-de-resultados [↑](#footnote-ref-9)
9. Dentro de estas se pueden consultar las resoluciones CREG 118 de 2001,052 de 2006, 117 de 2003, 114 de 2003, 070 de 2004, 038 de 2011, 084 de 2012, 025 de 2012, 160 de 2014, 040 de 2015, 041 de 2015 y 132 de 2018. [↑](#footnote-ref-10)
10. En relación con esto se puede ver lo consignado en el Documento CREG 100 de 2018. [↑](#footnote-ref-11)