



## **AJUSTE METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL – RESOLUCIÓN CREG 175 DE 2021**

**DOCUMENTO CREG-702 009 de 2022  
12-DIC-2022**

**CIRCULACIÓN:  
MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE  
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

## Tabla de contenido

1.	ANTECEDENTES .....	3
2.	SOLICITUDES DE MODIFICACIÓN .....	5
2.1	TGI S.A. E.S.P. Y GRUPO DE ENERGÍA DE BOGOTÁ .....	5
2.1.1	Solicitudes .....	5
2.1.2	Fundamentos de la solicitud .....	5
2.2	VANTI S.A. E.S.P. ....	8
2.2.1	Solicitudes .....	8
2.2.2	Fundamentos de la solicitud .....	9
3.	ANÁLISIS PETICIONES DE MODIFICACIÓN .....	9
3.1	TGI S.A. E.S.P. Y GRUPO DE ENERGÍA DE BOGOTÁ .....	9
3.1.1	Vida Útil Normativa .....	9
3.1.2	Cambio de la moneda de remuneración de las inversiones .....	13
3.2	VANTI S.A. E.S.P. ....	15
3.2.1	Artículo 7 de la Resolución CREG 175 de 2021 .....	15
3.2.2	Valor de la referencia de la TRM para poner los valores en pesos colombianos .....	17
3.2.3	Remuneración de activos que terminan vida útil normativa y continúan en operación .....	17
3.3	ASONERGÍA Y ACP .....	17
4.	PROPUESTA .....	17
4.1.1	Artículo 7 de la Resolución CREG 175 de 2021 .....	17
4.1.2	Valor de la referencia de la TRM para poner los valores en pesos colombianos .....	17
4.1.3	Remuneración de activos que terminan vida útil normativa y continúan en operación .....	18
4.1.4	Reconocimiento cobertura endeudamiento en dólares .....	19
5.	IMPACTOS .....	20
5.1	Supuestos Generales .....	20
5.2	Escenarios .....	21
5.3	Impactos sobre los usuarios .....	22
5.4	Impactos sobre los transportadores .....	23

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 28/10/2016	Página: 2

## AJUSTE METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL – RESOLUCIÓN CREG 175 DE 2021

### 1. ANTECEDENTES

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.

En 2022, mediante las resoluciones CREG 102 001, 102 005, 102 006 y 102 010 se han hecho ajustes no metodológicos (i.e. plazos) a la Resolución CREG 175 de 2021.

Frente a las señales que estaban en la Resolución CREG 126 de 2010, y que fueron objeto del artículo 126 de la Ley 142 para su modificación en la Resolución CREG 175 de 20201, están:

- i. La remuneración de las inversiones en pesos colombianos
- ii. La remuneración de los activos solamente durante el periodo de vida útil normativo,
- iii. La TRM para valorar las inversiones en pesos colombianos
- iv. El artículo 7 de la Resolución CREG 175 de 2021 que señaló que antes de dar aplicación al artículo 6 de esa resolución para poner los valores de las inversiones con la nueva tasa de descuento, todas las actuaciones pendientes con la anterior metodología debían quedar cerradas.

En el caso de la remuneración de las inversiones, el cambio de dólares a pesos se tomó en razón a que el riesgo cambiario estaba en cabeza de los usuarios y no de la empresa, quien podía, de mejor manera gestionar ese riesgo. Adicionalmente, la única actividad de red, a cargo de la regulación de la CREG, que tenía remuneración de inversiones en dólares era el transporte de gas natural. En el documento soporte de la Resolución CREG 143 A de 2021 se presentó en forma amplia los análisis que se hicieron y que derivaron en esta decisión.

En el caso de la remuneración de los activos después del periodo de vida útil normativo, cuando estos siguen en operación, la decisión de sólo remunerar el valor de las inversiones nuevas que requiriera la empresa para mantenerlos en operación se tomó porque el activo se remuneró en su totalidad y para los usuarios del servicio no tenía sentido volver a pagar el activo. En el documento soporte de la Resolución CREG 143 A de 2021 se presentó en forma amplia los análisis que se hicieron y que derivaron en esta decisión.

En el caso de la TRM para valorar la inversión en pesos colombianos, la decisión de tomar como referencia el 31 de diciembre de 2021 se adoptó en razón a que

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 28/10/2016	Página: 3

efectivamente en la resolución había una señal de remuneración en dólares y cuando se decide cambiar esa moneda a pesos colombianos se encontró que lo más conveniente era utilizar un valor de referencia de mercado y no uno histórico. La resolución se aprobó el 8 de octubre de 2021 y salió en Diario Oficial el 23 de noviembre de 2021. En el documento soporte de la Resolución CREG 143 A de 2021 se presentó en forma amplia los análisis que se hicieron y que derivaron en esta decisión.

Finalmente, frente a las disposiciones del artículo 7 de la Resolución CREG 175 de 2021 es pertinente comentar que esa señal se adoptó porque cuando se tomó la decisión de la metodología estaban en curso actuaciones con la Resolución CREG 126 de 2010 que debían terminarse antes de poder dar aplicación a la primera parte de la metodología que consistía en poner en pesos colombianos los valores de las inversiones y determinar los cargos con la tasa de descuento de la Resolución CREG 103 de 2021.

Las empresas que invocaron el artículo 126 de la Ley para modificar la Resolución CREG 175 de 2021 fueron:

- i. TGI S.A. E.S.P. y Grupo de Energía de Bogotá
- ii. Vanti S.A. E.P.

Durante la vigencia de la Resolución CREG 175 de 2021 otras empresas se han pronunciado solicitando ajustes a la metodología, sin embargo, éstas no invocaron con el debido soporte el artículo 126 de la Ley 142 de 1994. Al respecto, se debe mencionar que mediante comunicación con radicado CREG E 2022 006589 remitida de manera conjunta por la Asociación Colombiana de Grandes Consumidores de Energía Industriales y Comerciales, ASOENERGÍA y la Asociación Colombiana del Petróleo y Gas, ACP, se solicitó a la Comisión que no se diera aplicación al artículo 7 de la Resolución CREG 175 de 2021, de la siguiente manera:

*“Asoenergía y ACP, teniendo en cuenta lo anterior, solicitan que bajo la revisión solicitada por un transportador y un Comercializador sobre la base de un error grave en la metodología, de acuerdo con lo establecido en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, no se aplique el artículo 7 de la Resolución CREG 175 de 2021, que dispuso una transición para activos que cumplieron la vida útil normativa (VUN), y, en ese sentido, que se modifiquen las disposiciones relacionadas con la variable VAO para dar cumplimiento al principio tarifario de eficiencia e integralidad. Lo anterior, con el fin de evitar el reconocimiento a los agentes transportadores de gas de los ya mencionados cerca 650 millones de dólares que no tienen respaldo en ningún esfuerzo explícito por parte de estos agentes.”*

De acuerdo con lo manifestado en la anterior comunicación, ASOENERGÍA y ACP solicitan que no se aplique el artículo 7 de la Resolución CREG 175 de 2021 en virtud de la revisión solicitada por un transportador y un comercializador invocando el artículo 126 de la Ley 142 de 1994. No obstante, se debe aclarar que en la mencionada comunicación ASOENERGÍA y ACP no invocan la revisión por error grave directamente.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 28/10/2016	Página: 4

El presente documento se desarrolla de la siguiente manera: En la sección 2 se presenta un resumen de las peticiones de modificación, en la sección 3 se presenta el análisis de la Comisión, en la sección 4 se expone la propuesta y en la sección 5 se muestran los impactos que tendría la intervención de la metodología.

## **2. SOLICITUDES DE MODIFICACIÓN**

### **2.1 TGI S.A. E.S.P. Y GRUPO DE ENERGÍA DE BOGOTÁ**

#### **2.1.1 Solicitudes**

Las empresas TGI S.A. E.S.P. y el Grupo de Energía de Bogotá solicitan:

- i. Que se le reconozca a la empresa un costo de oportunidad a las inversiones que terminan el periodo de vida útil normativa, y
- ii. Que se le reconozca a la empresa el valor de las coberturas en las que incurría por el cambio de la moneda de remuneración de las inversiones.

#### **2.1.2 Fundamentos de la solicitud**

##### **2.1.2.1 Vida útil normativa**

TGI S.A. E.S.P. Grupo de Energía de Bogotá señalan en una de sus comunicaciones:

En los criterios para definir el régimen tarifario, la Ley 142-94 (Art. 87) es clara en que la eficiencia económica corresponde a la aproximación de los precios de un mercado competitivo (aunque en la práctica no lo sea por tratarse de un monopolio natural) y que la suficiencia financiera debe garantizarse, a través de la recuperación de los costos y gastos de toda la operación siempre y cuando estos sean eficientes, así como de la remuneración a los accionistas en la misma forma como sucedería en una empresa eficiente de un sector de riesgo comparable.

Con base en estos criterios, y en consistencia con el régimen de propiedad de los activos (no concesionados), 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, con base en el valor de mercado de su reposición a nuevos.

Tanto la decisión de inversión del GEB en el sector de gas mediante la compra de los activos de ECOGAS, como todas las expansiones adelantadas por TGI desde entonces, requeridas para ampliar y garantizar el servicio de transporte de gas natural en el interior del país, han supuesto, razonablemente, el sostenimiento de dicha señal regulatoria.

El GEB cuando decidió invertir en el 2006, y TGI como operador, asumieron la estabilidad y garantía en el reconocimiento del costo de oportunidad, siguiendo lo establecido en la Ley 142 de 1994; es decir que, no solamente se garantizaría la recuperación de las inversiones iniciales durante el periodo de Vida Útil Normativa, sino que también se reconocería el costo de las inversiones operativas y el costo de oportunidad de los activos hasta por lo menos el fin de la vida útil de los

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 28/10/2016	Página: 5

mismos (50 años). En otras palabras, en términos de la Ley 142 de 1994, la CREG debería reconocer los precios eficientes que se observan en un mercado competitivo y de riesgo comparable, siempre que el servicio se preste adecuadamente, es decir, mediante activos funcionales y en operación.

La falta de este reconocimiento tiene un impacto particularmente importante frente a la edad de los activos de TGI, toda vez que la mayoría de estos activos están a menos de la mitad de vida útil de 50 años y que, a pesar de ser plenamente funcionales, bajo la Resolución 175, dejan de ser remunerados. Los activos de TGI son los más jóvenes de todo el sector de gas y fueron adquiridos con base en valoraciones que reconocían ingreso a lo largo de toda la vida útil del activo funcional. También son los más jóvenes en comparación con el sector de energía eléctrica en el que se encuentran activos de más en un siglo de operación, que han cumplido varios ciclos de vida útil y, no obstante, se siguen remunerando.

Frente al impacto de la disposición en las finanzas de TGI S.A. E.S.P., esta empresa y el Grupo de Energía de Bogotá manifiestan que como en el periodo tarifario que empezó a regir con la Resolución CREG 175 de 2021 hay varios gasoductos que terminan su periodo de remuneración, la empresa ya no recibiría ingresos por esa infraestructura, afectándose sus ingresos, menciona la empresa, en forma significativa.

También señala la empresa que, por el efecto de la medida, TGI S.A. E.S.P. contablemente verá en sus EEFF una duplicación del gasto anual por depreciación, afectándose el nivel de utilidades y los dividendos.

### 2.1.2.2 Cambio de la moneda de remuneración de las inversiones

Frente a la disposición del cambio de la moneda señala TGI S.A. E.S.P. y Grupo de Energía de Bogotá lo siguiente:

“Con la resolución 175, los cargos pasarían a estar denominados en pesos colombianos, trasladando la gestión y el costo de cobertura del riesgo cambiario únicamente al transportador. Se origina así una exposición a riesgo de tasa de cambio que, por tratarse de empresas que manejan recursos públicos, estamos obligados a tomar medidas para eliminar y proteger adecuadamente el patrimonio público, de no hacerse así, se podría incurrir en situaciones de responsabilidad como las conocidas en otros casos de público conocimiento.

La CREG considera que el riesgo cambiario debe asignarse a quien tiene la mayor capacidad de manejarlo y que en este caso es el transportador<sup>5</sup>. Esto en principio es razonable y legítimo. Sin embargo, el transportador no representa más del 25% de la tarifa, siendo la molécula la que representa más del 50% del valor al consumidor final. Esta molécula viene creciendo en su precio desde que se desreguló en el año 2013, y está denominada en dólares a pesar del evidente poder de mercado de su productor. Por eso, llama la atención que esta carga de riesgo cambiario no se distribuya de manera equitativa en toda la cadena del sector, imponiendo esta medida de manera exclusiva para el transporte de gas, en particular cuando la rentabilidad de la producción de la molécula es tanto superior y parecería contar con poder de mercado para asumirlo también.

De otro lado, es importante indicar que el costo de hacer las coberturas cambiarias, la complejidad de las mismas, en un entorno internacional de tasas de interés al alza y la imposibilidad de financiarlas en el mercado colombiano por su falta de profundidad, hacen inviable una transición, sin generar costos exorbitantes, en un plazo tan corto. Si TGI buscara en este momento denominar su deuda en pesos, es evidente, -por la información disponible en la Bolsa de Valores y de cualquier

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 28/10/2016	Página: 6

otro análisis del mercado de deuda colombiano-, que existen fuertes limitaciones del mercado financiero local para absorber dicha deuda. No sobra recordar que, las aprobaciones del esquema de endeudamiento que dio el Ministerio de Hacienda y Crédito Público a TGI, 2007 y 2018, partieron de la base de un manejo financiero prudente con bonos bullet, el pago de todo el capital al final, (el ultimo pago previsto para 2028) y contratos que tienen cláusulas onerosas de prepago.

La desproporcionada onerosidad en la asignación de la carga del cubrimiento del riesgo cambiario para TGI es entonces clara; por eso se hace necesario un esquema de transición que le permita a TGI asumir la reestructuración de la deuda a pesos y las coberturas cambiarias necesarias a lo largo de varios años para que esto pueda hacerse de manera responsable y eficaz en el contexto de una empresa de propiedad mayoritariamente pública (Distrito y fondos de pensiones que gestionan el ahorro de los colombianos).

Si bien, la decisión del regulador de cambiar la moneda de los cargos, tiene como objetivo proteger al usuario del riesgo cambiario y de esa manera evitar al máximo la volatilidad de las tarifas, este objetivo a lo sumo se logra de forma parcial y al trasladar dicho riesgo al transportador debe, por lo menos, reconocer los costos asociados a la gestión del riesgo cambiario, los cuales dependen de la exposición que el transportador tenga a través de las deudas en dólares que haya asumido, toda vez que se elimina la cobertura natural que existía en las anteriores metodologías. Esto afecta, como lo reconoce la CREG, la estrategia de financiación de los agentes y la razonabilidad del endeudamiento en dólares por sus menores tasas de interés, frente al riesgo cambiario.

También debe considerarse que por el componente público de TGI, la estructura de la deuda actual y cualquier reestructuración de la deuda son decisiones que requieren aprobación del Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Esto implica tener en cuenta tiempos de trámites adicionales y la afectación de la posibilidad de poder operar de forma ágil en el mercado”.

TGI S.A. E.S.P. y Grupo de Energía de Bogotá declararon que la primera empresa tiene una deuda en dólares de 1.120 Millones de dólares así: un crédito inter compañía por USD 370 millones de dólares, que termina en diciembre de 2022, y unos bonos, por USD 750 millones de dólares, que terminan en 2028.

En las comunicaciones entregadas a la CREG las dos empresas han declarado que aproximadamente el valor de las coberturas anuales de cubrimiento del riesgo cambiario oscila en los USD 50 Millones de dólares. La pretensión de la empresa es que en la regulación se le reconozca al transportador con endeudamiento en dólares el valor de las coberturas requerido dada la señal regulatoria de remuneración de las inversiones en pesos.

Dentro de las motivaciones que presentó la empresa como justificación a su solicitud están que la señal que estaba en las anteriores metodologías le permitían a las empresas endeudarse en dólares, dado que la moneda de remuneración de las inversiones era en dólares, y que al cambiarse esa señal, la nueva metodología no cumple con el criterio de suficiencia financiera porque TGI S.A. E.S.P. tiene un endeudamiento en dólares que tiene que honrar. Si lo prepaga tendría que asumir unos altos costos previamente pactados. Adicionalmente en las comunicaciones enviadas y en las reuniones realizadas las dos empresas también señalan que el sector financiero colombiano no tiene la capacidad para asumir el crédito que requeriría TGI S.A. E.S.P.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 28/10/2016	Página: 7

## 2.2 VANTI S.A. E.S.P.

### 2.2.1 Solicitudes

La empresa VANTI S.A. E.S.P. mediante comunicación con radicado CREG E2022005045 realizó a la Comisión las siguientes solicitudes<sup>1</sup> de modificación a la Resolución CREG 175 de 2021, invocando lo dispuesto en el artículo 52 de la Ley 2099 de 2021<sup>2</sup>:

1. Modificar el Artículo 7, transición para activos VUN, indicando que la variable VAO que se traslade a tarifa sea como máximo el valor reconocido actualmente como inversión existente, lo que evitara una sobre remuneración de inversiones.
2. Modificar el Artículo 6, cálculo de cargos actualizando Tasa de Costo de Capital y moneda de los cargos, lo cual implica que en el procedimiento definido por la CREG se tomen como referencias índices y tasas no afectadas significativamente por la coyuntura Covid y tomando en consideración la señal regulatoria definida en la tasa de descuento que define un endeudamiento del 40%. Una opción es la de convertir a COP las bases de activos aprobadas en USD en el 2009, aplicando la TRM del 31-12-2009, y aplicar el IPP para indexar esas inversiones a precios corrientes de la fecha de corte (31-12-2021).
3. Modificar el Artículo 27, inversión a reconocer en activos que cumplan el período de vida útil normativa, especificando que se le reconozca a la inversión que cumplirá su VUN en el trascurso del presente periodo tarifario, un VAO que remunere al transportador como máximo el valor de la inversión existente, y que considere la ejecución de inversiones en reposición requeridas por el sistema.
4. Adicionalmente, se solicita a la CREG que, con el propósito de estudiar estas solicitudes de modificación por lesión injusta a los intereses de las empresas y de los usuarios, en aplicación de sus amplias facultades legales y teniendo en cuenta los fines de su intervención SUSPENDA:
  - a. la aplicación no sólo de los artículos 7 y 27 de la Resolución CREG 175 de 2021 y aquellas otras disposiciones incluidas en la misma norma que la Comisión considere necesario suspender para los propósitos del análisis de esta solicitud,
  - b. la aplicación de las resoluciones 099 y 231 de 2021 mediante las que se aplicó el artículo 14 de la Resolución CREG 126 de 2010 en los gasoductos y estaciones de compresión que cumplieron su vida útil normativa, actuaciones culminadas con posterioridad a la culminación de la vigencia inicial del periodo tarifario, esto es con posterioridad al año 2015. Lo anterior, por lo expuesto en el numeral I.1 de este documento. Finalmente, se solicita a nuestra costa, copia del Documento CREG 082 de 2021 soporte de la Resolución CREG 099 de 2021.

---

<sup>1</sup> Se debe mencionar que previamente al envío de la mencionada solicitud, VANTI S.A. E.S.P. realizó al Comité de Expertos de la Comisión la presentación de sus argumentos de manera conjunta con la empresa ECOPETROL, presentación que fue radicada en la Comisión con el número E2022004645. No obstante, al momento de realizar la solicitud formal de modificación a la Resolución CREG 175 de 2021, invocando lo dispuesto en el artículo 52 de la Ley 2099 de 2021, la solicitud es realizada únicamente por VANTI S.A. E.S.P.

<sup>2</sup> Mediante la Ley 2099 de 2021 se modificó el artículo 126 de la Ley 142 de 1994.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 28/10/2016	Página: 8

Teniendo en cuenta las peticiones antes formuladas, de manera complementaria solicitamos a la Comisión se SUSPENDAN las actuaciones administrativas que en aplicación de lo dispuesto en la Resolución CREG 175 de 2021 y sus disposiciones complementarias, hayan podido iniciar.”

## 2.2.2 Fundamentos de la solicitud

Como parte de la solicitud la empresa VANTI S.A. E.S.P. señala lo siguiente:

“(...) las presentes solicitudes son procedentes ya que conforme al artículo de la Ley 2099 de 2021 “por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética” que modificó el 126 de la Ley 142 de 1994, excepcionalmente las fórmulas tarifarias pueden 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, todo lo cual se demuestra con los argumentos contenidos en el documento inicial de solicitud respecto del que se presenta este alcance.”

## 3. ANÁLISIS PETICIONES DE MODIFICACIÓN

### 3.1 TGI S.A. E.S.P. Y GRUPO DE ENERGÍA DE BOGOTÁ<sup>3</sup>

#### 3.1.1 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 del activo.

Señala TGI S.A. E.S.P. y Grupo de Energía de Bogotá que la CREG no podía modificar la señal de remuneración de una 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.

<sup>3</sup> Estas dos empresas como soporte a su solicitud entregaron un documento realizado por la firma Frontier Economics, para que se tuviera en cuenta ese informe como una prueba pericial, con carácter de reservado, en los análisis que hiciere la CREG.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 28/10/2016	Página: 9

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 la empresa eficiente y por ende los valores de inversión y gastos de AOM eficientes. Los usuarios del servicio no deben y no tienen por qué 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 capital y 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 real, en las tarifas los usuarios pagaron 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 distancia 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%<sup>4</sup>. Por supuesto, se debe mencionar que cuando la Comisión en transporte decidió remunerar en forma anticipada las inversiones, lo hizo principalmente para generar una señal que le permitiera a las empresas 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 a la firma 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

<sup>4</sup> 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.

normativa, le reconocería a la empresa un costo de oportunidad teniendo cuenta la vida remanente del activo.

En la página 89 del Documento CREG 006 de 2014, que acompaña la Resolución CREG 018 de 2014, se muestra 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 normativo se entendieron como el valor del costo de oportunidad que requería la empresa para seguir prestando el servicio con esos activos.

Luego 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, 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 aparece 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 cómo 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 pagado ya.

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 al activo se le reconocía un 60% del valor de reposición a nuevo, con el compromiso de que para el siguiente

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 28/10/2016	Página: 11

periodo de vida útil normativo la empresa no debería solicitar ninguna inversión para mantener en operación el activo.

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 justa tanto para el usuario como para la empresa.

En los casos en los que una empresa declaraba que podía mantener en operación un activo, es importante señalar que en la Resolución CREG 090 de 2016 se sometió a consulta bajar del 60% al 30% del valor de reposición a nuevo.

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. Podía haber casos en donde el valor de las inversiones que se requerían eran mayores, 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 para siempre mantener en buen estado 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 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 es claro que los usuarios en las tarifas no deberían volver a remunerar los activos que ya se remuneraron sí se advierte la necesidad de generar alguna señal para que las empresas con activos que ya se pagaron, que siguen en operación y que el servicio que prestan sigue demandándose, reciban algún tipo de rentabilidad.

Un ajuste en el sentido descrito generaría el incentivo a los transportadores por mantener en buen estado la infraestructura y en los EEFF de las empresas cuando un activo cumple su periodo de remuneración el transportador empezaría a recibir una rentabilidad por el activo que se remuneró pero que sigue prestando un servicio. Por supuesto el valor de las nuevas inversiones que se requerieran, con el debido soporte y análisis, se remunerarían en los cargos tarifarios.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 28/10/2016	Página: 12

Finalmente, en cuanto al tema que señala la empresa sobre que cuando un activo termina su periodo de remuneración como éste ya no se sigue remunerando y esto genera un efecto en los valores de depreciación, y en consecuencia en la generación de utilidades, esta Comisión señala que el tema contable y la forma como las empresas lo manejan es un aspecto del resorte de ellas.

### **3.1.2 Cambio de la moneda de remuneración de las inversiones**

Financieramente, con la señal del cambio en la moneda de remuneración de las inversiones si una empresa tiene financiamiento en dólares, cuando ella empieza a cobrar el servicio en pesos aparece un riesgo cambiario que antes no tenía porque ese riesgo lo asumía el usuario.

De manera general, cuando el peso colombiano se devalúa, a la empresa con endeudamiento en dólares el pago periódico le resulta más costoso. Precisamente esta es la situación que estaría enfrentando TGI S.A. E.S.P. cuando empieza a cobrar la parte de las inversiones del servicio de transporte en pesos colombianos.

Frente al tema de cómo las empresas financian sus activos se debe señalar que ellas tienen autonomía en la estrategia de apalancamiento que deciden tener para prestar el servicio público. Esto es la composición entre deuda con terceros y el capital propio. También es preciso señalar que ellas libremente deciden si se endeudan en dólares, pesos u otra moneda<sup>5</sup>.

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 metodología de remunerar las inversiones en pesos colombianos y no en dólares se propone primero entender qué apalancamiento la empresa tiene y cuál es la señal de estructura de capital que el regulador ha indicado para la actividad de transporte de gas natural.

En 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 para la actividad de transporte se tiene lo siguiente:

En la Resolución CREG 103 de 2021, en la estructura de capital de las empresas que se tomaron como referencia, la componente de deuda pesa el 29,5%. En la anterior construcción de tasa de descuento<sup>6</sup> la CREG utilizó una estructura de capital en donde la deuda pesaba 40%.

<sup>5</sup> Al revisar los EEFF de las otras empresas transportadoras se encuentran diferentes estrategias de endeudamiento con terceros en cuanto a estructura de capital y dólares o pesos.

<sup>6</sup> Resolución CREG 126 de 2010.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 28/10/2016	Página: 13

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 debiera representar a ella una mayor rentabilidad<sup>7</sup>.

Desde el punto de vista regulatorio, no hay ninguna objeción al nivel de endeudamiento con terceros que decida la empresa, por supuesto, 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.

Con los anteriores elementos, 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 de unas coberturas, es importante señalar que parte del problema que enfrenta la empresa corresponde a una decisión de apalancamiento que libremente adoptó TGI S.A. E.S.P. Es decir, producto de la devaluación del peso colombiano frente al dólar americano

En la regulación de los servicios públicos es imperativo que los cargos reflejen la remuneración de empresas eficientes por lo que lo primero a señalar es que si hubiere algún cubrimiento por el tema cambiario este solamente debiera construirse a partir de la señal de estructura de capital que la CREG ha indicado para la actividad.

TGI S.A. E.S.P. y Grupo de Energía de Bogotá han declarado a la CREG que frente a la señal de remuneración en pesos TGI S.A. E.S.P. ha hecho gestiones para cambiar la deuda de dólares a pesos, pero se han enfrentado a una situación en donde el sector financiero colombiano no tiene la capacidad para asumir toda la deuda que requieren, y adicionalmente, han declarado que de hacerlo, hay unos acuerdos de salida anticipada que haría que ese refinanciamiento fuera muy costoso.

Aceptando el argumento de que para una empresa con endeudamiento en dólares no es fácil refinanciar la deuda y reconociendo que producto del riesgo cambiario los cargos podrían no atender el principio de suficiencia financiera, la CREG propone reconocer un cubrimiento teniendo en cuenta las expectativas de devaluación, pero solo sobre el porcentaje de deuda que se ha indicado tienen las empresas de referencia. Hacerlo sobre el total de la deuda en dólares de TGI S.A. E.S.P. no resulta procedente porque esa empresa tiene un apalancamiento superior al considerando en la estructura de capital que se definió.

De acuerdo con lo anterior, el argumento que soportaría el ajuste en la regulación corresponde a que en los cargos tarifarios debería reconocérsele a la empresa, que

<sup>7</sup> 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.

conforme a la señal de la anterior metodología la empresa se había endeudado en dólares, un cubrimiento por el efecto de la devaluación.

TGI S.A. E.S.P. en sus comunicaciones ha declarado dos deudas: una por USD 370 millones de dólares y otra por 750 millones de dólares. La primera, declaró esa empresa, finaliza en diciembre de 2022, la segunda en 2028.

Desde el punto de vista regulatorio, con la premisa de que sí se le debe reconocer a la empresa con deuda en dólares, un cubrimiento por el riesgo cambiario 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 la justificación es que aceptando el argumento de que la empresa se financió en dólares para comprar la infraestructura, la señal de cubrimiento debería solo producirse para aquella infraestructura que no ha terminado el periodo de vida útil normativa. 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 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 del peso frente al dólar. Sobre toda aquella infraestructura que la empresa hubiere podido cobrar cargos de inversiones en dólares, por un periodo de vida útil normativa de 20 años, no debiera considerarse.

Ahora, 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 asumieran nuevamente el riesgo cambiario, se propone un esquema en donde solamente por un periodo tarifario de 5 años, en los cargos de AOM se remunerara un cubrimiento por el riesgo cambiario, medido con las expectativas de devaluación, y en una forma decreciente, de manera que la empresa y el usuario tengan una transición.

### **3.2 VANTI S.A. E.S.P.**

#### **3.2.1 Artículo 7 de la Resolución CREG 175 de 2021**

Como se indicó en la sección 2.2 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.

Las actuaciones particulares que estaban en trámite obedecían a la aplicación del artículo 14 de la Resolución CREG 126 de 2010. Cuando se emitió la Resolución CREG 175 de 2021, frente a los temas que no estaban cerrados, la Comisión en el artículo 7 brindó una señal regulatoria de respeto a las señales que estaban en la anterior metodología durante su vigencia.

En este análisis es preciso señalar 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 posición 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 hicieren los ajustes en los cargos.

En atención a lo anterior, mediante las siguientes resoluciones la Comisión definió los anteriores tres conceptos 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 nótese que las anteriores decisiones ya se habían tomado. Así, lo único que hace el artículo 7, como se menciona arriba, es precisar que la CREG respetaría los actos administrativos ya decididos.

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 28/10/2016	Página: 16

### **3.2.2 Valor de la referencia de la TRM para poner los valores en pesos colombianos**

La anterior metodología tenía una señal de remuneración de inversiones en dólares americanos. El riesgo cambiario estaba en cabeza de los usuarios. Cuando la CREG decide cambiar esta señal para que el riesgo cambiario lo asuma el transportador 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 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 contrariado la señal de la anterior metodología.

### **3.2.3 Remuneración de activos que terminan vida útil normativa y continúan en operación**

Ver análisis de la sección 3.1.1.

## **3.3 ASONERGÍA Y ACP**

Ver análisis de la sección 3.2.1

## **4. PROPUESTA**

### **4.1.1 Artículo 7 de la Resolución CREG 175 de 2021**

Frente a la no aplicación del artículo 7 de la Resolución CREG 175 de 2021 se propone rechazar la petición. La disposición contenida en ese artículo buscó respetar unas actuaciones que estaban en trámite con la anterior metodología, cuando se aprobó la Resolución CREG 175 de 2021.

### **4.1.2 Valor de la referencia de la TRM para poner los valores en pesos colombianos**

Frente a la petición de utilizar un valor diferente al de la TRM de 31 de diciembre de 2021 se propone rechazar esa petición. 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.

No sobra señalar que al momento de la construcción de este documento la única empresa que sigue prestando el servicio con cargos de inversiones en dólares es TGI S.A. E.S.P.<sup>8</sup>. Las otras empresas transportadoras ya están prestando el servicio de transporte con el artículo 6 de la Resolución CREG 175 de 2021 el cual contiene el paso a paso para poner los valores en pesos colombianos, aplicando la tasa de descuento que se definió con la Resolución CREG 175 de 2021.

#### **4.1.3 Remuneración de activos que terminan vida útil normativa y continúan en operación**

Con respecto a la remuneración de activos que terminan vida útil normativa se propone:

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 reconocerle a ese activo una tasa de remuneración con la tasa de descuento 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.

Es importante señalar que con esta propuesta al activo que termina la vida útil normativa no se le pagaría capital, sólo una tasa de remuneración por el periodo tarifario que rige la metodología.

La siguiente tabla muestra cómo se incorporaría una remuneración a los activos que terminan vida útil normativa y continúan en operación.

<b>Año</b>	<b>Remuneración</b>
1	$RVUN = TkC \times \text{Valor del activo que termina VUN en el año 1}$
2	$RVUN = TkC \times \text{Valor del activo que termina VUN en el año 1 y 2}$
3	$RVUN = TkC \times \text{Valor del activo que termina VUN en el año 1, 2 y 3}$
4	$RVUN = TkC \times \text{Valor del activo que termina VUN en el año 1, 2, 3 y 4}$
5	$RVUN = TkC \times \text{Valor del activo que termina VUN en el año 1, 2, 3, 4 y 5}$

Donde:

$RVUN$ : Remuneración de activos que cumplieron VUN.

$TkC$ : Tasa de descuento definida en la Resolución CREG 103 de 2021 o aquella que la modifique o sustituya.

---

<sup>8</sup> Se encuentra pendiente resolver un recurso que interpusieron las empresas TGI S.A. E.S.P. y Vanti S.A. E.S.P. a la Resolución 502 024 de 2022.

#### 4.1.4 Reconocimiento cobertura endeudamiento en dólares

Con respecto al reconocimiento de una cobertura por el endeudamiento en dólares se propone:

Sólo por el periodo tarifario que rige la Resolución CREG 175 de 2021, si 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 devaluación con la metodología contenida en la Resolución CREG 004 de 2021, en los cargos de AOM reconocerle a la empresa una cobertura en forma decreciente. En el año 6 y siguientes no se le reconocería ningún valor por este concepto.

La siguiente tabla muestra cómo se incorporaría un cubrimiento en los valores de los AOM de los años 1 a 5 del horizonte de 20 años que se tiene en cuenta para el cálculo de los cargos:

Año	Cubrimiento
1	$CUSD = (VA - NVA - INO) \times Wd \times Dev$
2	$CUSD = 0,8 \times (VA - NVA - INO) \times Wd \times Dev$
3	$CUSD = 0,6 \times (VA - NVA - INO) \times Wd \times Dev$
4	$CUSD = 0,4 \times (VA - NVA - INO) \times Wd \times Dev$
5	$CUSD = 0,2 \times (VA - NVA - INO) \times Wd \times Dev$
6	$CUSD = 0,0 \times (VA - NVA - INO) \times Wd \times Dev$

Donde:

*CUSD*: Remuneración cubrimiento deuda en dólares.

*VA*: Valor de los activos en la base tarifaria de la empresa.

*NVA*: Valor de los activos que ya terminaron un periodo de vida útil normativa de 20 años.

*INO*: Valor de los activos que no están en operación comercial

*Wd*: Estructura de capital que se determinó en la Resolución CREG 103 de 2021, o aquella que la modifique o sustituya

*Dev*: Devaluación estimada con la metodología contenida en la Resolución CREG 004 de 2021, *Dev*, con la información disponible al mes anterior al mes de cálculo.

## 5. IMPACTOS

El presente capítulo presenta los impactos diferenciales estimados que se obtienen de acuerdo con la aplicación de escenarios relacionados con las alternativas previamente expuestas. Dichos impactos incluyen información asociada a las solicitudes de cargos a la luz de la Resolución CREG 175 de 2021.

### 5.1 Supuestos Generales

En desarrollo de las simulaciones para estimar los impactos diferenciales que se observarían, sin incluir los efectos de las actualizaciones de cargos a la luz de las solicitudes que se han hecho considerando la resolución CREG 175 de 2021 y cuyo objetivo es modelar los diferenciales de impacto frente a la condición actual del inventario de activos, los gastos de AOM y las demandas, se han planteado los siguientes supuestos:

- 1) Inversión:
  - a. Base: asociada a la base regulatoria de activos en los cargos vigentes.
  - b. TD: Resolución CREG 103 de 2021.
- 2) AOM
  - a. Acorde a la información incluida actualmente en cargos, indexado con IPC a diciembre de 2021.
- 3) Demanda
  - a. Demanda base: demanda incluida en cargos vigentes.
  - b. Para la simulación del valor a pagar por el usuario se asume un consumo mensual por vivienda de 16m<sup>3</sup>.
- 4) Cargos
  - a. Pareja 80 (Cargo Fijo) + 20 (Cargo Variable) + AOM
  - b. Acorde a la ruta para llevar el gas desde la fuente a la ciudad de análisis.
  - c. Simulación impacto en pesos.
  - d. Cargo promedio para una muestra de tramos asociados a puntos de entrega estudiados.
- 5) Otros supuestos:
  - a. TRM: 3.981,16 COP/USD (dic 31/2021), sensibilidades según el caso.
  - b. Valor de inversión actualizado con PPI a diciembre de 2021(serie WPSFD41312).
  - c. Debido a que se está analizando la información de las solicitudes de cargos.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 28/10/2016	Página: 20

- d. Incluye actualización cargos Transoccidente.
- e. Se considera que todos los agentes cobran en COP aplicando procedimiento CREG 175 de 2021 de ajuste de TD y cambio de moneda.

## 5.2 Escenarios

Como parte del análisis de impactos, se han diseñado los escenarios incluidos en la siguiente tabla:

Tabla 1 Escenarios y supuestos adicionales		
Alternativa	Escenario	Supuestos adicionales
No intervenir	<b>Escenario 1:</b> No intervenir.	Aplicar CREG 175 de 2021 TRM: 3.981,16 COP/USD (dic 31/2021) Actualización cargos TGI USD a COP y ajuste TD a 10,94%
Ajuste para activos que cumplen VUN:	<b>Escenario 2</b> Ajuste para incluir un reconocimiento adicional asociado al activo que continua en operación.	A partir del valor en la base tarifaria para activos que cumplen VUN (2021-2026) se calcula el valor equivalente de pagar por 5 años un equivalente a Valor activo por TD remunerado en el cargo de AOM Incluyendo efecto ballena barranca
Efecto cambio de moneda empresas altamente apalancadas en USD	<b>Escenario 3</b> Ajuste para incluir un reconocimiento adicional de cobertura asociado al activo que continua en operación.	Se consideran: Devaluación 4,17% % deuda 29,50% Pago por 5 años decreciente (100%, 80%, 60%, 40%,20%) (2021-2026) Incluyendo efecto ballena barranca decreciente
Ajuste TRM conversión activos USD a COP	<b>Escenario 4</b> Conversión USD a COP con TRM dic 2009.	Fecha referencia TRM dic 31 2009: 2.044,23 Ajuste coberturas para dic 2021 Devaluación 220% % deuda 29,50% Pago por 5 años decreciente (100%, 80%, 60%, 40%,20%)

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 28/10/2016	Página: 21

Tabla 1 Escenarios y supuestos adicionales

Alternativa	Escenario	Supuestos adicionales
Efecto cambio de moneda empresas altamente apalancadas en USD	<b>Escenario 5 cobertura 50MMUSD año x5 años</b>	Fecha referencia TRM dic 31 2009: 2.044,23 Se incluye a prorrata el equivalente a 50MMUSD por 5 años En al AOM
Efecto cambio de moneda empresas altamente apalancadas en USD	<b>Escenario 6 Ajuste para incluir un reconocimiento adicional de cobertura asociado al activo que continúa operando Flat 100%</b>	A partir del valor en la base tarifaria para activos que cumplen VUN (2021-2026) se calcula el valor equivalente de pagar por 5 años un equivalente a Valor activo por TD remunerado en el cargo de AOM Incluyendo efecto ballena barranca
Ajuste para activos que cumplen VUN + Efecto cambio de moneda empresas altamente apalancadas en USD	<b>Escenario 2 + Escenario 3</b>	

### 5.3 Impactos sobre los usuarios

En la siguiente tabla se incluyen los impactos diferenciales estimados en los usuarios sobre el escenario base, los cuales buscan identificar los diferenciales de impacto entre los escenarios a la luz de la información incluida en los cargos actuales.

Tabla 2. Impactos diferenciales sobre los usuarios sobre la alternativa de no intervenir

Factura promedio actual 16m3 [COP]						
Esc 1 no intervenir aplica CREG 175-2021	Esc 2 Ajuste para incluir un reconocimiento adicional asociado al activo que continúa operando	Escenario 3 Ajuste para incluir un reconocimiento adicional de cobertura asociado al activo que continua operando	Escenario 4 Conversión USD a COP con TRM dic 2009 y coberturas	Escenario 5 cobertura 50MMUSD año x5 años	Escenario 6 Ajuste para incluir un reconocimiento adicional de cobertura asociado al activo que continúa operando Flat 100%	Esc 2 + Esc 3
Por ciudad: (promedio tramos)	% variación Esc. 2 vs Esc. Esc. 1	% variación Esc. 3 vs Esc. Esc. 1	% variación Esc. 4 vs Esc. Esc. 1	% variación Esc. 5 vs Esc. Esc. 1	% variación Esc. 5 vs Esc. Esc. 2	% variación Esc. 2+ Esc3 vs Esc. Esc. 1
Bogota	314,5 (0,95%)	10,2 (0,03%)	-3787,7 (-11,45%)	217,1 (0,66%)	15,9 (0,05%)	324,6 (0,98%)
Medellin	369,7 (1,24%)	11,4 (0,04%)	-3715,3 (-12,50%)	249,2 (0,84%)	17,7 (0,06%)	381,1 (1,28%)
Cali	1312,8 (3,38%)	38,9 (0,10%)	-3289,3 (-8,47%)	533,4 (1,37%)	60,7 (0,16%)	1351,8 (3,48%)
Cartagena	196,4 (0,77%)	10,0 (0,04%)	-811,1 (-3,19%)	0,0 (0,00%)	15,6 (0,06%)	206,4 (0,81%)
Barranquilla	233,7 (0,79%)	11,4 (0,04%)	-1175,9 (-3,96%)	0,0 (0,00%)	17,8 (0,06%)	245,1 (0,83%)
Neiva	305,3 (0,59%)	9,4 (0,02%)	-8655,4 (-16,83%)	207,7 (0,40%)	14,7 (0,03%)	314,7 (0,61%)
Ibagué	517,1 (1,08%)	16,0 (0,03%)	-6031,8 (-12,62%)	351,3 (0,73%)	24,9 (0,05%)	533,1 (1,12%)

D- 702 009 PROYECTO DE AJUSTE A LA RESOLUCIÓN CREG 175 DE 2021

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 28/10/2016	Página: 22

En todo caso es importante advertir que los efectos diferenciales se espera que varíen cuando se incluyan las actualizaciones de cargos producto de la inclusión de inversiones, AOM y demandas ajustadas a partir de las solicitudes de cargos

#### 5.4 Impactos sobre los transportadores

En la siguiente table se incluyen los impactos diferenciales estimados sobre el escenario base estimados en los transportadores considerando el promedio de cargos en tramos del SNT.

Tabla 3. Impactos diferenciales para cada uno de los escenarios sobre los transportadores sobre la alternativa de no intervenir

Esc 1 no intervenir aplica CREG 175-2021	Esc 2 Ajuste para incluir un reconocimiento adicional asociado al activo que continúa operando	Escenario 3 Ajuste para incluir un reconocimiento adicional de cobertura asociado al activo que continua operando	Escenario 4 Conversión USD a COP con TRM dic 2009 y coberturas	Escenario 5 cobertura 50MMUSD año x5 años	Escenario 6 Ajuste para incluir un reconocimiento adicional de cobertura asociado al activo que continua operando Flat 100%	Esc 2 + Esc 3
<b>Cargo promedio T [COP/m3] (CF80/CV20+AOM)</b>						
Impacto promedio	% variación Esc. 2 vs Esc. Esc. 1	% variación Esc. 3 vs Esc. Esc. 1	% variación Esc. 4 vs Esc. Esc. 1	% variación Esc. 5 vs Esc. Esc. 1	% variación Esc. 5 vs Esc. Esc. 2	% variación Esc. 2+ Esc3 vs Esc. Esc. 1
Promigas	10,8 (7,44%)	0,5 (0,35%)	-43,5 (-29,90%)	0,0 (0,00%)	0,8 (0,55%)	11,3 (7,79%)
TGI	21,0 (3,59%)	0,63 (0,108%)	-210,6 (-36,03%)	30,2 (5,16%)	1,0 (0,17%)	21,6 (3,70%)
Transmetano	0,1 (0,08%)	0,0 (0,00%)	-75,4 (-42,05%)	0,0 (0,00%)	0,0 (0,00%)	0,1 (0,08%)
Promioriente	0,0 (0,00%)	0,0 (0,00%)	-131,2 (-43,17%)	0,0 (0,00%)	0,0 (0,00%)	0,0 (0,00%)
Progasur	11,2 (3,09%)	0,0 (0,00%)	-145,6 (-40,17%)	0,0 (0,00%)	0,0 (0,00%)	11,2 (3,09%)

En todo caso es importante advertir que los efectos diferenciales se espera que varíen cuando se incluyan las actualizaciones de cargos producto de la inclusión de inversiones, AOM y demandas ajustadas a partir de las solicitudes de cargos en el marco de lo establecido en la Resolución CREG 175 de 2021.