



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 047 DE 2014

(04 ABR 2014)

Por la cual se pone en conocimiento de las empresas prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar la metodología y el esquema general de cargos para remunerar la actividad de transporte de gas natural en el siguiente período tarifario

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por la Ley 142 de 1994, y en desarrollo del Decreto 2253 de 1994, y

CONSIDERANDO QUE:

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

El artículo 73.11 de la Ley 142 de 1994 faculta a la CREG para establecer fórmulas para la fijación de las tarifas de los servicios públicos.

El artículo 87 de la Ley 142 de 1994 establece que el régimen tarifario estará orientado por los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia.

De acuerdo con el artículo 88.1 de la Ley 142 de 1994, la CREG puede establecer topes máximos y mínimos de tarifas.

El artículo 91 de la Ley 142 de 1994 ordena que para establecer las fórmulas tarifarias se calculará por separado, cuando sea posible, una fórmula para cada una de las diversas etapas del servicio.

El artículo 127 de la Ley 142 de 1994 dispone que antes de doce meses de la fecha prevista para que termine la vigencia de las fórmulas tarifarias, la Comisión

Por la cual se pone en conocimiento de las empresas prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar la metodología y el esquema general de cargos para remunerar la actividad de transporte de gas natural en el siguiente período tarifario.

deberá poner en conocimiento de las empresas de servicios públicos las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar las fórmulas del período siguiente.

El artículo 11 del Decreto 2696 de 2004 dispone que antes de doce meses de la fecha prevista para que termine la vigencia de las fórmulas tarifarias, cada Comisión deberá poner en conocimiento de las entidades prestadoras y de los usuarios, las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar las fórmulas del período siguiente, que deben cubrir como mínimo los siguientes puntos: i) aspectos generales del tipo de regulación a aplicar; ii) aspectos básicos del criterio de eficiencia; iii) criterios para temas relacionados con costos y gastos; iv) criterios relacionados con calidad del servicio; v) criterios para remunerar el patrimonio de los accionistas; vi) los demás criterios tarifarios contenidos en la ley.

La Resolución CREG 126 de 2010, que entró en vigencia el 9 de agosto de 2010, 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, y dictó otras disposiciones en materia de transporte de gas natural.

En cumplimiento de lo anterior, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión No. 599 del 4 de abril de 2014, aprobó poner en conocimiento de las empresas prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar la metodología y el esquema general de cargos para remunerar la actividad de transporte de gas natural en el siguiente período tarifario.

RESUELVE:

Artículo 1. Objeto. Poner en conocimiento de las empresas prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar la metodología y el esquema general de cargos para remunerar la actividad de transporte de gas natural en el siguiente período tarifario, las cuales están contenidas en el Anexo General de esta Resolución.

Artículo 2. Inicio del trámite e impulso de la actuación. Con esta Resolución se da inicio al trámite previsto en los artículos 127 de la Ley 142 de 1994 y 11 del Decreto 2696 de 2004, tendiente a aprobar los criterios generales y la metodología para la remuneración de la actividad de transporte de gas natural durante el próximo período tarifario. Le corresponde al Director Ejecutivo el impulso de la respectiva actuación.


Por la cual se pone en conocimiento de las empresas prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar la metodología y el esquema general de cargos para remunerar la actividad de transporte de gas natural en el siguiente período tarifario.

Artículo 3. Vigencia. Esta Resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el *Diario Oficial* y, por ser un acto de trámite, no modifica las normas actualmente aplicables sobre las materias a que ella se refiere.

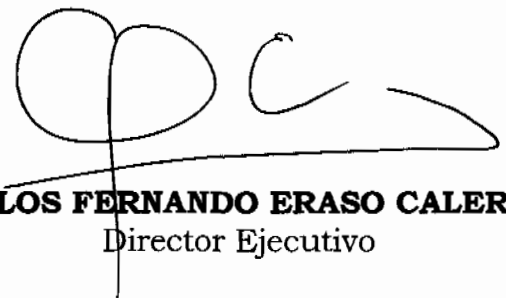
PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

04 ABR. 2014

Dada en Bogotá, D.C.



ORLANDO CABRALES SEGOVIA
Viceministro de Energía
Delegado del Ministro de Minas y
Energía
Presidente



CARLOS FERNANDO ERASO CALERO
Director Ejecutivo



Por la cual se pone en conocimiento de las empresas prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar la metodología y el esquema general de cargos para remunerar la actividad de transporte de gas natural en el siguiente período tarifario.

ANEXO GENERAL

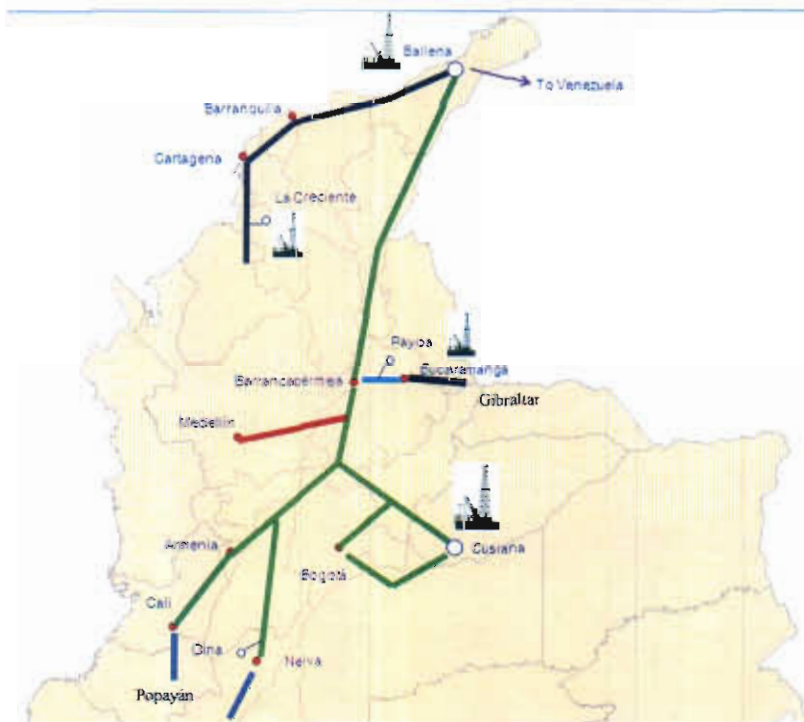
BASES SOBRE LAS CUALES SE EFECTUARÁ EL ESTUDIO PARA DETERMINAR LA METODOLOGÍA Y EL ESQUEMA GENERAL DE CARGOS PARA REMUNERAR LA ACTIVIDAD DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN EL SIGUIENTE PERÍODO TARIFARIO

1. GENERALIDADES DE LA ACTIVIDAD DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

La actividad de transporte de gas natural se realiza a través de la red de gasoductos que vinculan los centros de producción de gas con los sistemas de distribución y con las conexiones de los usuarios que se conectan directamente al sistema de transporte.

A la fecha siete empresas desarrollan esta actividad en Colombia. Para ello cuentan con alrededor de 6.300 km de gasoductos, de 2 a 32 pulgadas de diámetro, y 195.000 caballos de potencia instalada en 18 estaciones de compresión¹. Esta infraestructura conforma el sistema nacional de transporte de gas natural, SNT. En la figura 1 se muestra el esquema del recorrido aproximado de los principales gasoductos del SNT. También se muestra la ubicación de las principales fuentes de producción de gas.

Figura 1. Esquema de los principales gasoductos del SNT y fuentes de producción



¹ Las estaciones de compresión permiten aumentar la capacidad de transporte de un gasoducto.

AD

gpc

Por la cual se pone en conocimiento de las empresas prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar la metodología y el esquema general de cargos para remunerar la actividad de transporte de gas natural en el siguiente período tarifario.

Con esta infraestructura, y de acuerdo con la ubicación de las fuentes de producción y de las demandas, se podría transportar alrededor de 1.100 millones de pies cúbicos por día, MPCD².

2. RÉGIMEN NORMATIVO

2.1. COMPETENCIA DE LA CREG

La actividad de transporte de gas natural se encuentra sujeta a los mandatos constitucionales y legales, los cuales han sido puntualizados en el artículo 365 de la Constitución Política y por el Congreso de la República en la Ley 142 de 1994.

En virtud de la ley en mención, la CREG es la encargada de determinar la regulación económica del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible y de la actividad complementaria de transporte de gas natural, mereciendo especial mención los artículos 35, 68, 73.11, 73.20, 73.22, 74.1, 87, 88.1, 90, 91, 92, 126 y 127 de la Ley 142 de 1994.

Por lo anterior, vale la pena mencionar que la regulación de la CREG tiene un marco normativo superior, el cual orienta el ejercicio de la facultad regulatoria y la prestación de los servicios públicos domiciliarios al cumplimiento de los fines constitucionales y legales, siendo esta normativa la que ordena los contenidos y formas que deben ser adoptados por la Comisión en sus resoluciones.

2.2. METODOLOGÍA VIGENTE

La metodología vigente para la remuneración de la actividad de transporte de gas natural está establecida en la Resolución CREG 126 de 2010 y aquellas que la han modificado o complementado. En dicha resolución se definen las variables a considerar y la metodología a aplicar en el cálculo de los cargos regulados por el servicio de transporte, los mecanismos que las partes que intervienen en los contratos de transporte pueden utilizar para determinar los cargos, los instrumentos regulatorios disponibles para asegurar la extensión y la expansión del sistema nacional de transporte y disposiciones sobre otros servicios de transporte. La Resolución CREG 126 de 2010 también contiene otras disposiciones regulatorias en materia de transporte de gas natural, sin que las mismas correspondan a aspectos propios de la metodología de remuneración.

Desde la entrada en vigencia de la Resolución CREG 126 de 2010 ha sido necesario introducir ajustes a la misma mediante las resoluciones 129 de 2010, 079 y 097 de 2011, y 066 y 089 de 2013. Las razones en las que se soportan

² Como referencia se tiene que el consumo promedio total nacional en 2012 fue de 894 GBTU por día o aproximadamente 840 MPCD.

Por la cual se pone en conocimiento de las empresas prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar la metodología y el esquema general de cargos para remunerar la actividad de transporte de gas natural en el siguiente período tarifario.

dichos ajustes están expuestas en los documentos CREG 102 de 2010, 065 y 076 de 2011 y 045 y 063 2013, respectivamente.

2.3. ESTRUCTURA DE CARGOS REGULADOS

La Resolución CREG 126 de 2010 prevé que para cada tramo o grupo de gasoductos se establezcan los siguientes cargos:

- Cargos fijos regulados de referencia para la remuneración de costos de inversión.
- Cargos variables regulados de referencia para la remuneración de costos de inversión.
- Cargos fijos que remuneran los gastos de administración, operación y mantenimiento, AOM.

Con los dos primeros de estos cargos se conforman parejas de cargos con las que se remuneran las inversiones en la infraestructura de transporte de gas natural, tal como se describe en la sección 4.2.2 de este Anexo.

Los comercializadores que representan demanda regulada pueden escoger una de dichas parejas de cargos regulados por mutuo acuerdo con el transportador. En caso de que no lleguen al mutuo acuerdo, o si las partes lo convienen, deben seguir un procedimiento denominado de aproximación ordinal para la escogencia de la pareja de cargos regulados.

Por su parte, los comercializadores que representan demanda no regulada y los usuarios no regulados pueden: i) determinar libremente los cargos por mutuo acuerdo con el transportador; o ii) escoger una de las mencionadas parejas de cargos regulados por mutuo acuerdo con el transportador. En caso de que no lleguen al mutuo acuerdo, o si las partes lo convienen, deben seguir el procedimiento de aproximación ordinal para la escogencia de la pareja de cargos regulados.

En cualquiera de los escenarios mencionados previamente el remitente, definido como persona jurídica con la cual un transportador celebra un contrato para prestar el servicio de transporte de gas natural, debe pagar los cargos fijos que remuneran los gastos de AOM.

3. RETOS DE LA NUEVA REGULACIÓN

En el presente período tarifario, regido por la metodología de la Resolución CREG 126 de 2010, se incorporaron a los cargos regulados inversiones nuevas por USD 860 millones (cifras a diciembre de 2010) principalmente para aumentar la capacidad de transporte del SNT. Gran parte de estas inversiones ya estaban ejecutadas al momento del cálculo tarifario pues los transportadores las realizaron en años anteriores. Algunas de las otras

Por la cual se pone en conocimiento de las empresas prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar la metodología y el esquema general de cargos para remunerar la actividad de transporte de gas natural en el siguiente período tarifario.

inversiones están en proceso de ejecución y otras no se ejecutarán según lo manifestado por los transportadores.

De este período tarifario se pueden resaltar las siguientes experiencias:

- Para los principales sistemas de transporte el trámite administrativo tendiente a fijar los cargos regulados tomó dos años; un año para establecer los cargos y otro para la resolución de recursos de reposición. Este es el tiempo estándar de definición de cargos cuando se realizan auditorías a la información reportada por los agentes y se presentan recursos de reposición a las decisiones de la Comisión. Los recursos de reposición se presentaron principalmente por valoración de inversiones.

Buena parte de este tiempo se requirió para el cumplimiento de los requisitos legales de los procesos de contratación (e.g. auditorías y dictámenes periciales) y para el cumplimiento de otros términos legales (e.g. traslado de pruebas).

El tiempo de definición de cargos es de gran relevancia en los casos en que la ejecución del proyecto depende del cargo aprobado. Un aspecto que contribuye a mejorar este tiempo es la pronta definición del valor eficiente de la inversión.

- La asimetría de información no permitió determinar oportunamente la necesidad de expansión en un sistema de transporte. Esto aumentó en ocho meses, adicionales a los dos años indicados previamente, el tiempo de fijación de cargos para un tramo específico de un sistema de transporte.

- En los procesos competitivos para adoptar cargos regulados de nuevos gasoductos de la red tipo II, definidos en la metodología de la Resolución CREG 126 de 2010, siempre se presentó un solo agente. Es decir, en ningún caso se adoptó un cargo por competencia como se esperaba según lo previsto en la metodología de la Resolución CREG 126 de 2010. Los gasoductos que supuestamente no se ejecutarán, según lo informado por los transportadores, corresponden a gasoductos de red tipo II.

- En el caso de algunas empresas de transporte con más de un sistema de transporte no se observó un mecanismo de asignación de gastos de AOM en cada sistema coherente con los gastos contables que efectivamente se debieron haber registrado. El criterio de asignación, como se expone más adelante, pudo haber incorporado algún tipo de estrategia comercial.

De lo anterior se puede concluir que:

- El tiempo para la fijación de cargos ha sido alto. Este tiempo está altamente relacionado con la valoración de los activos y en algunos casos con la determinación de la necesidad del respectivo activo.

- El mecanismo de competencia previsto para las extensiones de gasoductos tipo II no se ha concretado.

Por la cual se pone en conocimiento de las empresas prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar la metodología y el esquema general de cargos para remunerar la actividad de transporte de gas natural en el siguiente período tarifario.

Lo anterior plantea el reto de buscar nuevos mecanismos regulatorios para:

- Identificar de manera oportuna la necesidad de nuevos proyectos en el SNT.
- Establecer de manera expedita el valor eficiente de los nuevos proyectos, lo cual mejoraría el tiempo de fijación de cargos.
- Incentivar la competencia para el desarrollo de proyectos, de tal manera que el valor eficiente de estos proyectos se obtenga por mecanismos de mercado.
- Evaluar diferentes mecanismos para generar señales de eficiencia en los gastos de AOM que se reconocen.

4. PROPUESTA DE NUEVO RÉGIMEN REGULATORIO

4.1. ESQUEMA DE TRANSPORTADOR

El transporte de gas natural en Colombia se realiza bajo el esquema de transportador por contrato. Es decir, el transportador garantiza el servicio de transporte a aquellos remitentes que hayan suscrito un contrato firme con él. En consecuencia, el transportador define las expansiones a ejecutar con base en la demanda comercial (i.e. contratos) y no tiene la obligación de realizar expansiones cuando las mismas no están amparadas en contratos. En línea con lo anterior, la capacidad no utilizada corresponde a un costo hundido para el transportador.

La asignación de la capacidad disponible primaria se realiza bajo el principio general de derecho relativo de primero en el tiempo, primero en derecho. La titularidad de los derechos de la capacidad contratada permanece en el último remitente en haber suscrito la compraventa o la cesión de dicha capacidad. En caso de restricciones la capacidad disponible es asignada de acuerdo con la jerarquía de los contratos, siendo los contratos firmes destinados a la atención de la demanda esencial los últimos en ser interrumpidos.

Este esquema es diferente al de transportador común, caracterizado por la existencia de un planeador central que define las expansiones a ejecutar con base en una demanda proyectada. Bajo este esquema el transportador tiene la obligación de realizar las expansiones previstas por el planeador y debe garantizar el servicio de transporte a todos los usuarios, sin que medie una relación contractual entre el transportador y los remitentes. La capacidad no utilizada es un costo hundido para los usuarios y los derechos de explotar comercialmente la capacidad de transporte permanecen en el transportador. En caso de restricciones, la capacidad es asignada a prorrata de la demanda o según las prioridades que determine la política pública.

AB

CPC → P40

Por la cual se pone en conocimiento de las empresas prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar la metodología y el esquema general de cargos para remunerar la actividad de transporte de gas natural en el siguiente período tarifario.

Las experiencias del mercado colombiano y de los mercados de otros países, en los que impera el esquema de transportador de gas natural por contrato³, permiten concluir que el esquema vigente hace posible la adecuada expansión del sistema nacional de transporte en respuesta a las necesidades de la demanda. Así, el nuevo régimen regulatorio se estructurará sobre la base de un esquema de transportador por contrato.

Lo anterior no impide que en el nuevo marco regulatorio se dé continuidad a los mecanismos de competencia para la determinación de los cargos aplicables en las extensiones del sistema nacional de transporte, los cuales fueron introducidos en la Resolución CREG 126 de 2010. Tampoco impide que ahora se prevea la posibilidad de que la Nación, a través de la UPME, como órgano responsable de la planeación, en este caso indicativa y coordinada, del sector de minas y energía, de acuerdo con las funciones previstas en el Decreto 1258 de 2013⁴, identifique e impulse el desarrollo de algunas expansiones o extensiones. Esto de forma concordante con lo dispuesto en el artículo 67.2 de la Ley 142 de 1994 en materia de expansión dentro de las funciones asignadas al Ministerio de Minas y Energía. En la sección 4.2.4 de este anexo se amplía este análisis.

4.2. INCENTIVOS PARA LA AMPLIACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA

Dado que los campos productores de gas natural y la infraestructura utilizada para su tratamiento pueden estar localizados en lugares diferentes a los de los sitios de consumo, la infraestructura de transporte de gas natural es un elemento indispensable para asegurar el abastecimiento de este hidrocarburo. Esta es la razón por la cual la metodología para la remuneración de la actividad de transporte de gas natural debe contener instrumentos orientados a procurar la expansión y extensión oportuna de la infraestructura de transporte.

En este sentido, a continuación se presentan las bases sobre las cuales se determinarán dichos instrumentos: i) regulación de nivel de precios y de estructura de precios; ii) esquema de cargos; y iii) mecanismos para la expansión y la extensión del sistema nacional de transporte.

4.2.1. NIVEL DE PRECIOS

En la regulación económica de redes, como es el caso del transporte de gas, la regulación de nivel de precios hace referencia a las siguientes formas de regulación⁵:

³ Si bien el esquema de transportador común es ampliamente utilizado en la regulación de la transmisión de energía eléctrica, el mismo es poco utilizado en la regulación del transporte de gas natural, mercado en el cual las relaciones entre los participantes del mercado suelen reflejarse en contratos. La Comisión únicamente tiene conocimiento del uso de un esquema similar al de transportador común en el transporte de gas natural en el mercado de Victoria, Australia (ver reporte anexo a la Circular CREG 011 de 2011).

⁴ Numerales 1 y 3 del artículo 4 del Decreto 1258 de 2013.

⁵ Body of knowledge on infrastructure regulation, <http://regulationbodyofknowledge.org/price-level->

Por la cual se pone en conocimiento de las empresas prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar la metodología y el esquema general de cargos para remunerar la actividad de transporte de gas natural en el siguiente período tarifario.

- Las que están basadas en el costo del servicio:
 - Tasa de retorno o costo del servicio⁶ (*rate of return o cost of service*).
- Las que están basadas en incentivos:
 - Precio máximo⁷ (*price cap*).
 - Ingreso máximo⁸ (*revenue cap*).
 - Competencia referencial (*benchmarking o yardstick regulation*).
 - Participación en los beneficios o en los ingresos⁹.

Dependiendo de la forma de regulación que se escoja, la distribución de riesgos entre empresa y usuarios varía y los efectos en el largo plazo son diferentes¹⁰.

En las regulaciones de tasa de retorno o costo del servicio las empresas no asumen riesgos asociados a disminuciones de la demanda o aumentos de los costos. Las tarifas varían periódicamente para que las empresas recuperen siempre el costo del servicio. En el caso de las regulaciones de precios máximos las empresas asumen en los períodos tarifarios los riesgos de disminuciones de la demanda o aumentos de los costos.

La regulación de nivel de precios que se viene aplicando a la actividad de transporte de gas natural corresponde a una regulación de precios máximos. La Comisión considera apropiado dar continuidad a esta forma de regulación pues, además de haberse probado que incentiva el desarrollo de inversiones eficientes, mantiene los riesgos en cabeza de quien toma las decisiones de ampliación de la infraestructura.

No obstante lo anterior, la Comisión evaluará la conveniencia de implementar un esquema de precio máximo o uno de ingreso máximo para las expansiones o las extensiones impulsadas por la UPME, en caso de que se adopte la figura prevista en la sección 4.2.4 de este anexo.

regulation/basic-forms-of-regulation/

⁶ En ninguna de las actividades de redes que regula la CREG se ha adoptado esta forma de regulación.

⁷ La CREG aplica esta forma de regulación al transporte de gas (Resolución CREG 126 de 2010), distribución de gas (Resolución CREG 202 de 2013), y niveles 1, 2 y 3 de distribución de energía eléctrica (Resolución 097 de 2008), entre otros.

⁸ En la regulación de la CREG esta forma de regulación está presente en la aplicable a transmisión y al nivel 4 de distribución de energía eléctrica (Resoluciones 011 de 2009 y 097 de 2008), entre otros.

⁹ En ninguna de las actividades de redes que regula la CREG se ha adoptado esta forma de regulación. Sin embargo, en la regulación de las actividades reguladas del CND, ASIC y LAC sí se adoptó (Resolución 174 de 2013).

¹⁰ Dependiendo de la forma de regulación, las estrategias de las empresas cambian. Por ejemplo, en las de costo del servicio no hay incentivos para la minimización de costos y el regulador debe contar con muy buena información periódica para hacer el control. En las de precio techo hay un incentivo de minimización de costos y producción eficiente durante el período para el que se fija la tarifa y el esfuerzo de análisis de información sólo ocurre al momento de fijación de las tarifas.

Por la cual se pone en conocimiento de las empresas prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar la metodología y el esquema general de cargos para remunerar la actividad de transporte de gas natural en el siguiente período tarifario.

4.2.2. ESTRUCTURA DE PRECIOS

Una vez se selecciona alguna de las formas de regulación expuestas en la sección anterior, en la regulación de estructura de precios el regulador escoge el tipo de tarifas (i.e. en una parte, en dos partes, etc.) y su forma de cálculo para expresarla en moneda (i.e. dólares o pesos) por energía (i.e. kWh, kpcd, etc)¹¹.

La elección de la estructura de precios tiene implícita la escogencia entre eficiencia económica y equilibrio presupuestal de la firma¹².

La regulación de estructura de precios que se viene aplicando a la actividad de transporte de gas natural corresponde a una regulación de costos medios¹³ que se complementa con un esquema de negociación de parejas de cargos fijos y variables para remunerar la inversión¹⁴ y un cargo fijo para remunerar los gastos de AOM.

Adicionalmente, tal como se expone en la sección 4.2.4 de este anexo, la metodología vigente contempla mecanismos de competencia por el mercado para el desarrollo de las extensiones.

La Comisión considera apropiado dar continuidad a esta forma de regulación. Por una parte, la regulación de costos medios procura el equilibrio presupuestal de la firma regulada. Por otra parte, las tarifas no lineales hacen posible que para la asignación de un servicio prestado por un monopolio natural se cobre a cada consumidor un precio diferente por cada unidad, de tal manera que el precio varíe con la cantidad total comprada, lo cual aumenta la eficiencia económica de un equilibrio de segundo mejor.

Ahora bien, la regulación vigente contempla que para la estimación del costo medio se deben considerar no únicamente los valores eficientes de las inversiones y de los gastos de administración, operación y mantenimiento en los que ha incurrido el transportador, sino también los de aquellos en los que el transportador prevé incurrir durante el nuevo período tarifario. Así mismo contempla que se deben considerar las demandas esperadas de capacidad y de volumen correspondientes al horizonte de proyección. Esto obedece a que la regulación ha procurado el desarrollo de nuevas inversiones asociadas a un servicio público domiciliario en etapa de expansión.

Al respecto se recomienda analizar la conveniencia de reemplazar este esquema de costo medio de mediano plazo por uno de costo medio con corte transversal. Esto debido a que:

¹¹ Con costo medio de mediano plazo o con costo medio con corte transversal.

¹² Vogelsang, Ingo, Optimal price regulation for natural and legal monopolies, Paper prepared for CIDE seminar on structural reform and regulation in the energy sector.

¹³ Equilibrio de segundo mejor.

¹⁴ En otras palabras, hay un menú cargos para remunerar la inversión.

Por la cual se pone en conocimiento de las empresas prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar la metodología y el esquema general de cargos para remunerar la actividad de transporte de gas natural en el siguiente período tarifario.

- Las proyecciones de demanda presentadas por los transportadores dentro del marco de las anteriores actuaciones administrativas tendientes a la determinación de los cargos máximos regulados permiten observar que en la mayoría de los tramos del sistema nacional de transporte se prevén consumos estables, similares a los atendidos con la infraestructura existente.
- El regulador se enfrenta una marcada asimetría de información al momento de determinar las demandas futuras de capacidad y de volumen. Si bien varios transportadores han adoptado como práctica comercial la contratación a largo plazo, lo cual facilita el análisis de las proyecciones de demanda de capacidad, algunos mantienen como práctica comercial la contratación a corto plazo. Además, en cualquiera de estas circunstancias resulta difícil el análisis de las proyecciones de demanda de volumen. De esta manera, las proyecciones de demanda pueden ser utilizadas como una herramienta para trasladarle el riesgo de demanda a los usuarios.
- A partir del 1 de julio de 2014, según lo establecido en la Resolución CREG 204 de 2013, los remitentes que requieran capacidad de transporte deberán contratarla para poder nominarla. Es decir, a partir de esa fecha las nominaciones no podrán superar la capacidad contratada.
- Contrario a lo sucedido en el pasado, con posterioridad a la entrada en vigencia de la Resolución CREG 126 de 2010 se materializó al menos un evento en que inversiones en expansiones asociadas a valores considerados en los cargos regulados no se ejecutaron en la medida en que no resultaron necesarias. Los análisis de la Comisión llevan a concluir que una situación como ésta es posible y realizable dentro la actividad de transporte, al ser propia de la asignación de riesgos, en particular el de demanda, contemplada en la metodología tarifaria. No obstante lo anterior, el que ésta asignación sea posible y realizable no es sinónimo de que la misma sea deseable.
- Como ya se ha mencionado, y como se expone en la sección 4.2.4 de este anexo, se propone que la nueva metodología de continuidad a los mecanismos de competencia para la determinación de los cargos aplicables en las extensiones del sistema nacional de transporte, los cuales fueron introducidos en la Resolución CREG 126 de 2010. Además, se propone que la nueva metodología prevea que la UPME identifique e impulse el desarrollo de algunas expansiones o extensiones.

Finalmente, la Comisión considera pertinente mantener vigentes las diferentes opciones para la determinación de los cargos que remuneran inversiones. Sin embargo, con base en las comunicaciones recibidas por la Comisión tras la expedición de la Resolución CREG 126 de 2010, se observa la necesidad de revisar las condiciones en que se debe dar aplicación al procedimiento de aproximación ordinal en función del factor de carga del remitente.

AD

CPC 10

Por la cual se pone en conocimiento de las empresas prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar la metodología y el esquema general de cargos para remunerar la actividad de transporte de gas natural en el siguiente período tarifario.

4.2.3. ESQUEMA DE CARGOS

Otro elemento relevante de la metodología es el esquema de cargos, entendido como la forma como se establecen los cargos mediante los cuales se remunerarán las inversiones y los gastos de administración, operación y mantenimiento en que incurre el transportador. Para la definición del esquema de cargos a aplicar es necesario evaluar las alternativas de cargos por distancia, cargos de entrada y de salida y cargos estampilla. También es posible considerar una combinación entre cargos por distancia y cargos estampilla.

En el caso colombiano precisamente se viene aplicando una combinación de cargos por distancia y cargos estampilla. El primero de estos esquemas de cargos se aplica en el caso de los gasoductos principales, tras el desmonte de los cargos estampilla que estuvieron vigentes por unos años. El segundo de estos esquemas de cargos se aplica exclusivamente a los gasoductos ramales y a los gasoductos aislados.

La Comisión considera pertinente:

- Dar continuidad a la utilización del esquema distancia y estampilla en las mismas circunstancias en que se aplica en la actualidad, con la posibilidad de adoptar e implementar gradualmente un esquema de entrada y salida si es del caso.
- Mantener la comparación entre el costo unitario de prestación del servicio de gas natural y el costo unitario de prestación del servicio de gas licuado del petróleo como criterio para decidir las solicitudes para estampillar las inversiones de las extensiones de los gasoductos de la denominada red tipo II. Lo anterior en los términos establecidos en la Resolución CREG 141 de 2011.
- Iniciar el estudio de la conveniencia de adoptar cargos de entrada y de salida. Esto teniendo en cuenta que: i) el desarrollo de nuevas fuentes de producción de gas natural ha llevado a que en algunos sistemas de transporte existan varios puntos de entrada, con lo cual puede resultar más difícil de prever la ruta a ser utilizada para transportar el gas hasta el lugar de consumo; y ii) se ha venido insistiendo en las bondades de los cargos de entrada y de salida como herramienta para aumentar la liquidez del mercado de gas natural, que es precisamente uno de los objetivos de la regulación adoptada mediante las resoluciones CREG 088 y 089 de 2013.

En caso de que la Comisión encuentre conveniente adoptar cargos de entrada y de salida, será necesario definir la gradualidad con que se adoptaría una forma de regulación de este tipo.

GPC

Por la cual se pone en conocimiento de las empresas prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar la metodología y el esquema general de cargos para remunerar la actividad de transporte de gas natural en el siguiente período tarifario.

4.2.4. MECANISMOS PARA LA EXPANSIÓN Y LA EXTENSIÓN

Desde el punto de vista de la regulación, la ampliación de la infraestructura de transporte de gas natural se puede separar en dos dimensiones, como en efecto lo hizo la Comisión en la metodología tarifaria vigente.

Así, en la regulación se entiende por expansión el aumento en la capacidad de un sistema de transporte mediante la construcción de *loops* y la instalación de compresores. La regulación prevé que estos proyectos son de responsabilidad exclusiva del transportador incumbente y, en consonancia con lo expuesto en la sección 4.2.2 de este anexo, los valores eficientes de dichos activos son incorporados en el cálculo de los costos medios de mediano plazo.

De otro lado, en la regulación se entiende por extensión la prolongación de un sistema de transporte mediante la construcción de gasoductos y de otros activos asociados a los mismos. A diferencia de lo previsto para las expansiones, la regulación contempla que cualquier transportador puede acometer una extensión. Incluso la Resolución CREG 126 de 2010 introdujo ajustes a las normas sobre integración vertical, de forma tal que un distribuidor puede realizar una extensión cuando la misma corresponde a un gasoducto de la red tipo II.

Como en el caso de los demás temas expuestos en este Anexo, para plantear los asuntos que deben ser objeto de análisis dentro del marco de la nueva metodología tarifaria, resulta imperativo analizar las fortalezas y las debilidades del marco regulatorio vigente:

- La metodología tarifaria vigente tiene un efecto positivo en materia de coordinación en la operación de la infraestructura de transporte. Lo anterior en la medida en que el desarrollo de las expansiones es una responsabilidad exclusiva del transportador incumbente, razón por la cual éste no debe hacer esfuerzos adicionales en la coordinación con otros agentes responsables de la operación de estaciones de compresión o *loops* inmersos en su sistema de transporte.
- Algo similar puede afirmarse para los aspectos comerciales, pues no se requieren mecanismos adicionales para asegurar la remuneración de inversiones acometidas por terceros e inmersas en un sistema de transporte existente, bien sea mediante pagos hechos por los remitentes o por el transportador incumbente.
- Además tiene la ventaja de dejar las decisiones de expansión en cabeza del agente que tiene el mejor conocimiento de las condiciones operativas y comerciales de un sistema de transporte existente.
- Sin embargo, el hecho de que el transportador incumbente sea el único responsable de acometer este tipo de inversiones trae como inconveniente que este transportador puede posponer o incluso dejar de llevar a cabo expansiones



Por la cual se pone en conocimiento de las empresas prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar la metodología y el esquema general de cargos para remunerar la actividad de transporte de gas natural en el siguiente período tarifario.

requeridas. Por ejemplo, esta situación se puede dar cuando se desarrolla una nueva fuente de suministro de gas natural en un punto medio o en la parte final de un sistema de transporte. Estas circunstancias no necesariamente son evidentes para los órganos de inspección, vigilancia y control, como tampoco para los demás participantes del mercado, pues el transportador se puede escudar en una supuesta insuficiencia financiera por los valores eficientes de las inversiones que son determinados por el regulador.

- En el caso de las extensiones se debe decir que si bien hasta el momento no se ha concretado la ejecución de las que han sido propuestas por los transportadores, no se encuentra motivo para considerar que esto obedezca al mecanismo de convocatorias implementado en la Resolución CREG 126 de 2010.

Con fundamento en lo anterior, la Comisión considera necesario estudiar la posibilidad de que terceros puedan emprender inversiones en expansiones (i.e. *loops* o compresores) o extensiones (i.e. un nuevo gasoducto para atender un nuevo mercado) consideradas necesarias por la UPME, como órgano responsable de la planeación indicativa y coordinada del sector de minas y energía de acuerdo con lo previsto en el Decreto 1258 de 2013, en concordancia con las funciones atribuidas en esta materia al Ministerio de Minas y Energía en virtud de lo previsto en el artículo 67.2 de la Ley 142 de 1994.

En estos casos la UPME identificaría las posibles expansiones y extensiones con base en los criterios que defina la CREG e impulsaría su desarrollo mediante los mecanismos que se establezcan por parte de la CREG en la regulación y que tomen como referencia las experiencias nacionales e internacionales de los denominados *open seasons* donde interactúan tanto la oferta de capacidad de transporte como la demanda interesada en esa capacidad¹⁵.

Adicionalmente, la Comisión considera prudente darle continuidad al mecanismo de convocatorias para el desarrollo de extensiones que fue implementado en la Resolución CREG 126 de 2010. Sin embargo, se observa la necesidad de introducir mejoras al mecanismo, de forma tal que sea más expedito.

Los dos instrumentos anteriores (i.e. los *open seasons* y las convocatorias) tienen la bondad de permitir que a través de mecanismos de mercado se revelen los costos eficientes de las inversiones, asunto de gran relevancia dada la asimetría de información a la que se enfrenta el regulador.

¹⁵ El *open season* es un proceso en el que el interesado en desarrollar un proyecto establece términos y parámetros técnicos del proyecto e invita a los potenciales usuarios a que presenten sus propuestas para contratar capacidad de transporte de ese proyecto. El propósito de este proceso es asegurar que todos los interesados conocen los términos del nuevo proyecto y determinar que hay suficiente interés por parte de la demanda de tal manera que se pueda continuar con el proyecto. Para mayor ilustración ver: www.gasline.alaska.gov/Newsroom/Presentations.

Por la cual se pone en conocimiento de las empresas prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar la metodología y el esquema general de cargos para remunerar la actividad de transporte de gas natural en el siguiente período tarifario.

4.3. INCENTIVOS PARA EL DESARROLLO DE OBRAS DE CONFIABILIDAD

La Comisión viene analizando los aspectos relacionados con la confiabilidad del sistema nacional de transporte de gas natural de forma independiente a la metodología de remuneración de la actividad de transporte. Teniendo en cuenta el grado de avance de dichos análisis, se considera conveniente desarrollar la regulación correspondiente en una resolución independiente. Lo anterior considerando en todo caso la necesidad de que haya coherencia entre los mecanismos de remuneración de las inversiones en confiabilidad y los destinados a la remuneración de los demás aspectos de la actividad.

4.4. VARIABLES CONSIDERADAS EN EL CÁLCULO TARIFARIO

Las principales variables consideradas en el cálculo tarifario son: i) los valores eficientes de las inversiones; ii) los valores eficientes de los gastos de administración, operación y mantenimiento; iii) las demandas; y iv) la tasa de descuento. Resulta necesario, entonces, extender los análisis presentados en este Anexo para exponer las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar la forma como determinará los valores de estas variables.

4.4.1. INVERSIÓN

Como se expone en la sección 4.2.2 de este Anexo, en la actualidad el cálculo tarifario se realiza considerando un esquema de costo medio de mediano plazo. En este sentido, para el cálculo tarifario se requiere determinar: i) el valor eficiente de la inversión existente para el período tarifario regido por la metodología vigente¹⁶; ii) los valores eficientes de los proyectos del programa de nuevas inversiones regido por la metodología vigente¹⁷; y iii) los valores eficientes de las inversiones en aumento de capacidad regidas por la metodología vigente¹⁸.

Ahora, si los análisis que se realicen según lo planteado en la sección 4.2.2 de este Anexo llevan a concluir que es conveniente reemplazar el esquema de costo medio de mediano plazo por uno de costo medio con corte transversal, para el cálculo tarifario sólo sería necesario determinar el valor eficiente de la inversión existente para el período tarifario regido por la metodología vigente.

Al respecto se debe recordar que la regulación reconoce un valor eficiente de inversiones durante la vida útil normativa de un activo¹⁹, siempre y cuando el mismo esté instalado y disponible para la operación. Las diferentes

¹⁶ Variable IE_t en la Resolución CREG 126 de 2010.

¹⁷ Variable PNI_t en la Resolución CREG 126 de 2010.

¹⁸ Variable IAC_t en la Resolución CREG 126 de 2010.

¹⁹ La valoración de las inversiones incluye todos los costos eficientes en los que incurre el agente para instalar, poner en operación y retirar de la operación un activo (costos de abandono). Así, para el caso de gasoductos se reconoce un valor global que se expresa en dólares por metro por pulgada de gasoducto instalado (i.e. USD/m-pulg.), y para el caso de las estaciones de compresión se reconoce un valor global que se expresa en dólares por unidad de potencia instalada (i.e. USD/HP).

Por la cual se pone en conocimiento de las empresas prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar la metodología y el esquema general de cargos para remunerar la actividad de transporte de gas natural en el siguiente período tarifario.

metodologías tarifarias que han definido la forma de remuneración de la actividad de transporte de gas natural no han contemplado la modificación del valor eficiente reconocido por activos de transporte durante su vida útil normativa.

Conforme a dichas metodologías tarifarias, una vez termina la vida útil normativa del activo, la empresa tiene la opción de reponerlo o continuar operándolo.

Así las cosas, en caso de que se adopte un esquema de costo medio con corte transversal, al momento de la aprobación de los nuevos cargos el regulador se centraría en: i) identificar si los activos previamente considerados en los análisis tarifarios continúan instalados y disponibles para la operación; y ii) establecer el valor eficiente de las inversiones en aquellos activos que no hayan sido previamente valorados por la CREG. Bajo este esquema la CREG revisaría los cargos en cualquier año del período tarifario por cuenta de la entrada en operación de una expansión; es decir, cuando el proyecto de expansión esté operando.

Para la determinación de los costos eficientes de las inversiones la Comisión ha empleado mecanismos de comparación. La metodología tarifaria establecida mediante la Resolución CREG 126 de 2010 dispone que para la comparación se deben considerar, entre otros, los criterios de topografía, indexación y economías de escala por longitud y diámetro. De manera que la metodología dejó abierta la posibilidad de aplicar otros criterios de comparación.

Vale la pena recordar que en el año 2011, tras la aprobación de los cargos regulados de los sistemas de transporte cuyos cargos habían estado vigentes por cinco o más años al momento de la fecha de entrada en vigor de la Resolución CREG 126 de 2010, varios transportadores interpusieron recursos de reposición contra las resoluciones de aprobación de los cargos regulados. En los recursos interpuestos por tres de esos transportadores se encontraron algunos elementos comunes: i) argumentos sobre la necesidad de ampliar el grupo de activos considerados como base para la comparación; y ii) planteamientos relativos a la necesidad de considerar otros criterios de comparación.

La Comisión aceptó dichas solicitudes y en este sentido procedió a recopilar información detallada de otros gasoductos considerados como base para la comparación y a establecer multiplicadores para la aplicación de criterios adicionales de comparación, todo dentro del marco de la metodología establecida en la Resolución CREG 126 de 2010. Esto permitió la realización de una valoración más robusta de las inversiones hechas por diferentes transportadores.

Tomando en consideración la experiencia pasada, se encuentra necesario mantener como precepto que los valores eficientes establecidos por la Comisión no serán objeto de modificación hasta la terminación de la vida útil normativa

Por la cual se pone en conocimiento de las empresas prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar la metodología y el esquema general de cargos para remunerar la actividad de transporte de gas natural en el siguiente período tarifario.

de los activos correspondientes. Esto también significa que será necesario revisar el tipo de inversiones a reconocer en integridad y seguridad de la infraestructura existente, pues si bien la metodología no le ha trasladado el riesgo geológico al transportador, es claro que la misma sí le asigna el riesgo constructivo y en el mercado existen pólizas que cubren riesgos constructivos durante la operación.

Ahora, para la determinación del valor eficiente de inversiones que no han sido previamente valoradas por la CREG se encuentra apropiado evaluar la posibilidad de: i) continuar realizando la valoración mediante mecanismos de comparación; ii) tomar como base para la comparación la muestra de activos utilizada durante el período tarifario regido por la Resolución CREG 126 de 2010, complementada con otros activos que la CREG haya valorado durante dicho período tarifario y que estén instalados y disponibles para la operación; iii) utilizar los criterios de comparación empleados durante el período tarifario actual, manteniendo abierta la posibilidad de hacer uso de otros criterios de comparación, tal como se hizo en la Resolución CREG 126 de 2010; y iv) utilizar información actualizada de los multiplicadores para la aplicación de criterios de comparación.

Finalmente, la Comisión encuentra oportuno continuar haciendo uso de un factor de utilización como parámetro para calificar la eficiencia de la infraestructura de transporte de gas natural y como herramienta para incentivar la construcción de la infraestructura requerida para atender la demanda, sin que se remuneren inversiones ociosas. Es posible que se requiera ajustar el procedimiento de cálculo y el valor del factor de utilización para hacerlo compatible con la metodología de corte transversal.

Con relación a los activos que cumplen su vida útil normativa en el artículo 14 de la Resolución CREG 126 de 2010 se establece el procedimiento a seguir en tales casos. Se considera adecuado realizar algunos ajustes a este procedimiento, como se plantea en la sección 4.5 de este Anexo.

4.4.2. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

En el cálculo tarifario se consideran los siguientes gastos de AOM: i) los asociados a la inversión existente para el período tarifario regido por la metodología vigente²⁰; ii) los asociados al programa de nuevas inversiones regido por la metodología vigente²¹; iii) los asociados a las inversiones en aumento de capacidad regidas por la metodología vigente²²; y iv) otros gastos de AOM correspondientes a compresión, corridas con raspador inteligente, gas de empaquetamiento, y terrenos e inmuebles.

La regulación prevé que, para cada tramo o grupo de gasoductos, los primeros de estos gastos se estimen como el resultado de promediar: i) los gastos de

²⁰ Variable AOM_t en la Resolución CREG 126 de 2010.

²¹ Variable AOM_t^{PNI} en la Resolución CREG 126 de 2010.

²² Variable AOM_t^{IAC} en la Resolución CREG 126 de 2010.

Por la cual se pone en conocimiento de las empresas prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar la metodología y el esquema general de cargos para remunerar la actividad de transporte de gas natural en el siguiente período tarifario.

AOM en los que efectivamente incurrió el transportador durante el período tarifario regido por la metodología anterior a la vigente; y ii) los gastos de AOM reconocidos como eficientes durante el período tarifario regido por la metodología anterior a la vigente.

Por otra parte, en lo que respecta a los gastos de AOM asociados al programa de nuevas inversiones y a las inversiones en aumento de capacidad, estos se vienen estimando con base en los gastos de AOM en los que incurren empresas transportadoras que operan en Estados Unidos.

En línea con lo planteado en la sección anterior, si los análisis que se realicen según lo mencionado en la sección 4.2.2 de este Anexo llevan a reemplazar el esquema de costo medio de mediano plazo por uno de costo medio con corte transversal, para el cálculo tarifario sólo sería necesario determinar el valor eficiente de los gastos de AOM asociados a la inversión existente y el valor eficiente de los denominados otros gastos de AOM. La determinación de los gastos eficientes de AOM asociados a nuevas inversiones se limitaría a aquellos casos en que no se presente competencia en las convocatorias para la extensión del sistema nacional de transporte.

En relación con la estimación de los gastos de AOM asociados a la inversión existente, se debe resaltar que si bien la metodología actual introduce incentivos para que los transportadores se acerquen a los gastos que en el pasado fueron considerados eficientes y para que aquellos que ya son eficientes compartan con los usuarios parte de los réditos de los esfuerzos que han realizado, algunos acontecimientos registrados durante el período tarifario actual hacen necesario revisar la conveniencia de la misma:

- En general, los transportadores se limitan a registrar en sus estados financieros la totalidad de los gastos de AOM de los diferentes sistemas de transporte que operan. En este sentido, no siempre es posible disponer de estos gastos desglosados por sistema, como tampoco es posible acceder a información veraz sobre la forma como se deben imputar estos gastos por tramo o grupo de gasoductos.
- Al analizar la forma como algunos transportadores imputaron, por tramo o grupo de gasoductos, los gastos en los que incurrieron durante el período tarifario regido por la metodología anterior a la vigente no se encuentran razones claras que permitan determinar los criterios considerados para realizar tal imputación.
- Los cargos regulados de algunos tramos experimentaron cambios considerables por cuenta de las variaciones de los gastos de AOM reconocidos por la regulación. Este comportamiento podría obedecer a estrategias comerciales y no a la realidad de la actividad de transporte²³, situación que no

²³ Esto porque a diferencia de los cargos fijos y variables que remuneran los costos de inversión, los cuales según la regulación son cargos máximos, los cargos que remuneran los gastos de AOM son fijos.

Por la cual se pone en conocimiento de las empresas prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar la metodología y el esquema general de cargos para remunerar la actividad de transporte de gas natural en el siguiente período tarifario.

empresas tienen el incentivo de mejorar sus procesos productivos para lograr mayores ganancias durante el período tarifario.

Como se trata de una señal de incentivos con criterios de eficiencia en la regulación económica el regulador a menudo incorpora factores de productividad con el fin de que las empresas compartan una parte de las mejoras que alcanzan con los usuarios. De hecho en el artículo 92 de la Ley 142 de 1994 se dispone que las comisiones podrán incorporar en las fórmulas tarifarias factores de productividad.

4.4.3. DEMANDA

Como se menciona en la sección 4.2.2 de este Anexo, en la medida en que el cálculo tarifario se realiza mediante un esquema de costo medio de mediano plazo, para el mismo se consideran las demandas esperadas de capacidad y de volumen correspondientes al horizonte de proyección.

Dichas demandas son declaradas por el transportador, publicadas por la CREG para el conocimiento y los comentarios de los usuarios y de los demás participantes del mercado, y finalmente establecidas por la Comisión tras analizar los planteamientos de los interesados, los argumentos del transportador y los contratos de transporte que estén vigentes.

Además de los hechos que se mencionan en la sección 4.2.2 de este Anexo y que motivan la necesidad de analizar la conveniencia de reemplazar el esquema de costo medio de mediano plazo por uno de costo medio con corte transversal, vale la pena destacar que los usuarios y demás participantes del mercado han sido pasivos frente a las proyecciones presentadas por los transportadores. En los escasos eventos en que se han pronunciado en relación con las proyecciones de demanda, los transportadores han descartado tales pronunciamientos en la medida en que los mismos se refieren a expectativas de mayores consumos que no están reflejadas en contratos.

En caso de que los análisis que se realicen según lo mencionado en la sección 4.2.2 de este Anexo lleven a reemplazar el esquema de costo medio de mediano plazo por uno de costo medio con corte transversal, para el cálculo tarifario ya no sería necesario evaluar proyecciones de demanda, sino que se consideraría la demanda efectivamente observada por el transportador. Así mismo, en caso de mantener un esquema de parejas de cargos para remunerar las inversiones, sería necesario considerar la demanda de capacidad y la demanda de volumen.

En un escenario como éste y teniendo en cuenta que la demanda puede experimentar variaciones de un año a otro, en particular la demanda de volumen, puede ser deseable que para el cálculo de los cargos se tome en consideración la demanda promedio de un número plural de años.

Finalmente, para aquellos casos en que no se presente competencia en las convocatorias para la extensión del sistema nacional de transporte, dado que

Por la cual se pone en conocimiento de las empresas prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar la metodología y el esquema general de cargos para remunerar la actividad de transporte de gas natural en el siguiente período tarifario.

no existe historia de demanda, sería necesario considerar proyecciones de demanda para el cálculo de los cargos aplicables en el primer período tarifario.

4.4.4. TASA DE DESCUENTO

La metodología también considera como una de las variables de cálculo la estimación del costo promedio de las fuentes de financiación que utilizan los transportadores para fondar las inversiones que ejecutan y los gastos de administración, operación y mantenimiento en los que incurren para la prestación del servicio. De esta manera se remuneran el patrimonio de los transportadores y los recursos de crédito.

En la actualidad la regulación define una tasa promedio de costo de capital remunerado por servicios de capacidad y una para el capital remunerado por servicios de volumen. Estas tasas se utilizan, principalmente, para descontar los flujos futuros de inversiones y de gastos de AOM. En caso de que se de paso a un esquema de costo medio con corte transversal las tasas de costo promedio ponderado de capital se utilizarían para determinar el valor anual equivalente de las inversiones existentes al momento del cálculo tarifario.

Como se puede observar en la agenda regulatoria de 2014, la cual se hizo pública mediante la Circular CREG 144 de 2013, uno de los temas que será objeto de análisis por parte de la Comisión durante el año 2014 es precisamente la definición de la metodología para la estimación de las tasas de descuento que se aplicarán en las metodologías de remuneración de las actividades de los servicios de energía eléctrica y gas natural. Las tasas que resulten de la aplicación de la metodología mencionada serán la que se utilice en el cálculo de los cargos regulados de transporte de gas natural.

4.5. ACTUACIONES PARA EL CÁLCULO TARIFARIO

4.5.1. PERÍODO TARIFARIO

En el artículo 37 de la Resolución CREG 126 de 2010 se estableció que "(l)os cargos aprobados con base en la presente Resolución estarán vigentes desde la fecha en que quede en firme la resolución que los apruebe y hasta cuando se cumplan cinco Años desde la entrada en vigencia de la presente Resolución, sin perjuicio de las actualizaciones a que haya lugar. Vencido el período de vigencia de los cargos, éstos continuarán rigiendo hasta que la Comisión apruebe los nuevos".

De acuerdo con lo anotado en la sección 5.6 del documento CREG 017 de 2009, el objeto de la anterior disposición es poder aplicar la metodología tarifaria en la misma época para todos los transportadores. Este objetivo se logrará con la aplicación de la nueva metodología que se defina a partir las bases planteadas en este documento.

Por la cual se pone en conocimiento de las empresas prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar la metodología y el esquema general de cargos para remunerar la actividad de transporte de gas natural en el siguiente período tarifario.

De acuerdo con lo anterior, y dado que la Resolución CREG 126 de 2010 entró en vigencia el 10 de agosto de 2010, los cargos aprobados con base en la Resolución CREG 126 de 2010 estarán vigentes hasta el 10 de agosto de 2015, o hasta cuando la Comisión apruebe los nuevos cargos con base en la nueva metodología que se defina a partir las bases planteadas en este documento.

4.5.2. ACTIVOS QUE CUMPLEN SU VIDA ÚTIL NORMATIVA, VUN

En el artículo 14 de la Resolución CREG 126 de 2010, modificado por la Resolución CREG 066 de 2013, se establece el procedimiento regulatorio aplicable a los activos en servicio que cumplen la VUN durante el período tarifario.

El procedimiento previsto en la metodología de la Resolución CREG 126 de 2010 implica la estimación, por parte de la CREG, del costo de reposición a nuevo de los activos que cumplen su VUN, tomando como referencia estimaciones realizadas por un perito o auxiliar de la administración. La valoración se debe realizar durante el año anterior al año en que el activo cumple su VUN. Lo anterior puede resultar en que cada año del período tarifario haya que realizar valoraciones de algunos gasoductos del SNT.

La valoración de activos en cada año del período tarifario genera una fuerte carga administrativa para la CREG (i.e. contratación de peritos), razón por la cual se considera conveniente integrar en una sola actuación administrativa los procedimientos de cálculo de los cargos regulados y los requeridos para la determinación de los costos de reposición de los activos que cumplen su VUN durante el período tarifario. Así mismo, se observa la necesidad de introducir ajustes a estos últimos procedimientos, de forma tal que los mismos sean más expeditos.

También se considera pertinente evaluar el factor resultante de la relación entre la vida útil remanente, VUR, y la vida útil, VU, establecido en el numeral 3 del artículo 14 de la Resolución CREG 126 de 2010.

4.6. OTROS

Es pertinente hacer mención a otros aspectos que hacen parte de la metodología de remuneración y que no han sido mencionados antes, a saber: i) calidad del servicio; ii) unidades de los cargos; iii) actualización de cargos; y iv) gasoductos cortos que se podrían considerar como conexiones.

4.6.1. CALIDAD DEL SERVICIO

En el Documento CREG 017 de 2009, soporte de la Resolución CREG 022 de 2009, se anota que el principal indicador de calidad en la actividad de transporte de gas es el de interrupciones del servicio.



Por la cual se pone en conocimiento de las empresas prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar la metodología y el esquema general de cargos para remunerar la actividad de transporte de gas natural en el siguiente período tarifario.

En la metodología de la Resolución CREG 126 de 2010 no se incluyó este tópico pues en atención a los comentarios presentados por los agentes la Comisión consideró “conveniente excluir el tema de interrupciones de la metodología de remuneración de la actividad de transporte. Esta decisión se fundamentó en la oportunidad de incluir dicha definición en el Reglamento Único de Transporte, que trata sobre temas concernientes con la operación del sistema”.

En la Resolución CREG 089 de 2013, mediante la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural, la Comisión definió aspectos que cubren las interrupciones en la actividad de transporte de gas. En particular, para la actividad de transporte se definieron: i) los eventos eximentes de responsabilidad que se pueden pactar en los contratos; ii) la máxima duración de las suspensiones del servicio por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos que se podrá pactar en los contratos; y iii) las compensaciones que debe asumir el transportador cuando incumple la prestación del servicio.

Por lo anterior se considera que los aspectos de calidad relacionados con la actividad de transporte de gas están cubiertos con las disposiciones de la Resolución CREG 089 de 2013. No se observa la necesidad de establecer aspectos adicionales en calidad en la prestación del servicio de transporte de gas.

4.6.2. UNIDADES DE LOS CARGOS

De acuerdo con la metodología de la Resolución CREG 126 de 2010 los cargos regulados que remuneran inversión están expresados en dólares americanos. Así mismo estos cargos se dividen en parejas de cargos fijos, expresados en dólares por cada mil pies cúbicos por día-año, USD/kpcd-año, y en variables expresados en dólares por pie cúbico transportado, USD/kpc. Los cargos que remuneran los gastos de AOM están expresados en pesos por cada mil pies cúbicos por día-año, Col\$/kpcd-año. Estas unidades también estuvieron vigentes durante el período tarifario regido por la metodología de la Resolución CREG 001 de 2000.

Con respecto a la moneda utilizada para expresar los cargos regulados se debe mencionar que en el trámite de adopción de la Resolución CREG 126 de 2010 se estudió la posibilidad de establecer los cargos expresados en pesos. En el Documento CREG 096 de 2008, soporte de la Resolución CREG 157 de 2008, se anota que “con base en los análisis realizados internamente, y teniendo en cuenta las conclusiones planteadas en el estudio mencionado, se considera adecuado mantener en dólares americanos la remuneración de la inversión en la actividad de transporte de gas natural en el siguiente período tarifario”.

No se observan razones para cambiar la moneda en la que se han expresado los cargos regulados que remuneran la actividad de transporte.

Por la cual se pone en conocimiento de las empresas prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar la metodología y el esquema general de cargos para remunerar la actividad de transporte de gas natural en el siguiente período tarifario.


4.6.3. ACTUALIZACIÓN DE CARGOS

De acuerdo con la metodología de la Resolución CREG 126 de 2010 los cargos que remuneran inversión se actualizan anualmente con base en el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, serie ID: WPSSOP3200. Por su parte, los cargos que remuneran gastos de AOM se actualizan anualmente con base en el índice de precios al consumidor reportado por el DANE. Este esquema de actualización también estuvo vigente durante el período tarifario regido por la metodología de la Resolución CREG 001 de 2000.

No se observan razones para modificar este esquema de actualización de cargos.

4.6.4. GASODUCTOS CORTOS QUE SE PODRÍAN TRATAR COMO CONEXIONES

En el SNT se identifican tramos de gasoductos ramales que se confunden con conexiones por su corta longitud. Se propone estudiar la posibilidad de fijar parámetros técnicos mínimos que deben reunir los nuevos gasoductos para que sean considerados parte del SNT.



ORLANDO CABRALES SEGOVIA
Viceministro de Energía
Delegado del Ministro de Minas y
Energía
Presidente



CARLOS FERNANDO ERASO CALERO
Director Ejecutivo