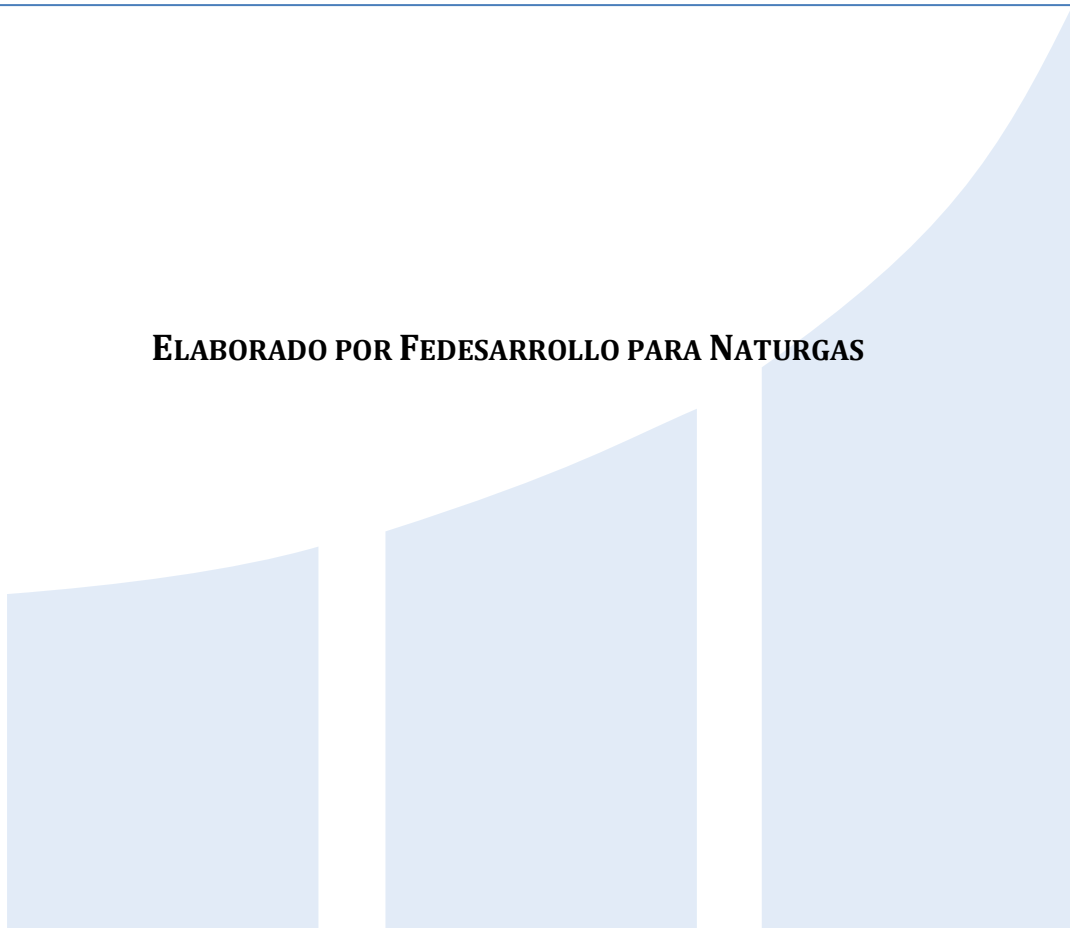


**COSTO PROMEDIO PONDERADO DEL CAPITAL (WACC) DEL TRANSPORTE DE
GAS NATURAL EN COLOMBIA:**

**DISCUSIÓN DE LA METODOLOGÍA D-50-16 Y PROYECTO DE RESOLUCIÓN CREG
90 DE 2016 PARA LA REMUNERACIÓN DEL TRANSPORTE DE GAS NATURAL**

ENTREGABLE 2 - INFORME FINAL

ELABORADO POR FEDESARROLLO PARA NATURGAS



Bogotá, diciembre 2017



**COSTO PROMEDIO PONDERADO DEL CAPITAL (WACC) DEL TRANSPORTE DE
GAS NATURAL EN COLOMBIA:**

**DISCUSIÓN DE LA METODOLOGÍA D-50-16 Y PROYECTO DE RESOLUCIÓN CREG 90
DE 2016 PARA LA REMUNERACIÓN DEL TRANSPORTE DE GAS NATURAL**

ENTREGABLE 2 - INFORME FINAL

ELABORADO POR FEDESARROLLO PARA NATURGAS

Bogotá, 12 de diciembre de 2017

RESUMEN

Este documento recoge observaciones relevantes de los miembros de Naturgas al Entregable 1. Se reordena el material de discusión de las propuestas del documento CREG D-050-16 “Metodología para remunerar la actividad de transporte de gas natural”, y del proyecto de Resolución CREG 90 de 2016 “Por la cual se establecen los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”, y documentos y decisiones relacionadas.

Luego se efectúan propuestas a los asuntos que pueden mejorar en el esquema de remuneración del transporte de gas natural bajo los principios de eficiencia económica, prudencia y transparencia. Específicamente, se presentan recomendaciones para asegurar (i) coherencia entre riesgo y remuneración de la actividad de transporte de gas natural en Colombia, (ii) mayor calidad y estabilidad de las estimaciones de parámetros del costo promedio ponderado del capital (WACC).

1 PROCESO DE CÁLCULO DE LA TASA DE DESCUENTO (WACC)

1.1 COMENTARIOS METODOLÓGICOS A LA PROPUESTA DE LA CREG

El Documento D-050-16 (Anexo 9) transcribe los lineamientos de la Resolución CREG 95 de 2015 para el cálculo de la tasa de descuento para redes de diferentes niveles en gas natural y electricidad.

La Resolución CREG 95 de 2015 consolida problemas conceptuales y de selección de parámetros que no siguen el principio de remunerar de acuerdo a los riesgos asumidos, como se evidencia en los siguientes temas: (i) alteraciones sin base teórica del modelo de Capital Asset Pricing Model (CAPM) para estimar el costo del patrimonio en dólares, en lo que concierne a los riesgos por diferentes regímenes regulatorios y entre tasas fijas y variables; (ii) uso de valores mutuamente inconsistentes de tasa libre de riesgo y de prima de riesgo de mercado en dólares; (iii) uso de niveles de endeudamiento menores que los usados en la práctica internacional prudente; (iv) uso de fuentes heterogéneas y recálculo de parámetros, a cambio de aprovechar información procesada y compilada de manera consistente, y de fácil acceso. A continuación, se discuten cada uno de estos cuatro asuntos.

A ALTERACIONES ARBITRARIAS AL MODELO CAPM PARA ESTIMAR EL COSTO DEL PATRIMONIO. En primer término, de acuerdo con la teoría clásica del modelo CAPM, el exceso de retorno de un activo i (la cantidad en que la tasa de retorno de un activo debe exceder a la tasa libre de riesgo) es una función *lineal* del exceso de retorno del portafolio del mercado M :

$$\bar{r}_i - r_f = \beta_i(\bar{r}_M - r_f)$$

donde \bar{r}_i y \bar{r}_M son los valores esperados de la tasa de retorno del activo i y del portafolio de mercado, respectivamente; y r_f es la tasa libre de riesgo. El múltiplo β_i es una versión normalizada de la covarianza de la rentabilidad del activo i con el portafolio del mercado (Luenberger 1998: 177-179)¹:

$$\beta_i = \frac{\sigma_{iM}}{\sigma_M^2}$$

Las diferencias de rentabilidad de un activo sujeto a diferentes regímenes regulatorios se reflejan en diferencias en correlación con el portafolio de mercado. Un régimen

¹ Luenberger, D. G. 1998. *Investment Science*. New York, NY: Oxford University Press.

regulatorio de tipo techo de precios correlaciona los rendimientos de un activo con el portafolio del mercado que un régimen regulatorio de menor potencia en los incentivos porque traspasa en mayor proporción las fluctuaciones en precios de insumos o en demanda sobre la rentabilidad del activo.

La inclusión por la CREG del término afín (aditivo) $R_{r,a}$ en la fórmula CAPM, a cambio de reconocer el cambio en la correlación del rendimiento del activo con el portafolio del mercado desconoce la lógica de la economía financiera y equipara *de facto* el incremento de riesgo por régimen regulatorio con una componente adicional del riesgo país. Esto es erróneo porque el riesgo país refleja cambios generales en el sistema de impuestos, restricciones al libre movimiento del capital y de dividendos para inversionistas internacionales, o en la estabilidad de los derechos de propiedad (riesgo de expropiación). *El riesgo país no mide el impacto de usar uno u otro instrumento de asignación de riesgo en un negocio regulado.*

En segundo término, se encuentra que la CREG no solo propone un método conceptualmente errado, sino una estrategia inadecuada para estimar diferenciales de prima por régimen regulatorio. El trabajo original de medición de primas diferenciales por régimen regulatorio como cambios en beta (Alexander et al. 1996)² utiliza un método estadístico aceptado dentro de los estándares profesionales y académicos de las finanzas corporativas para calcular un diferencial de beta entre diferentes regímenes regulatorios: calcular empíricamente las diferentes correlaciones y examinar su diferencia. Estos autores establecen sus resultados con datos de mercado, utilizando compañías listadas y controlando cuidadosamente longitud de las series, diferenciales de impuestos, costos de transacción y por dividendos, entre otros factores. Por sus 20 años de realizado, este estudio requeriría una actualización empírica, pero no conceptual.

A cambio de estimar diferenciales a través de comparaciones empíricas entre empresas sujetas a diferentes regímenes regulatorios, la CREG propone, en el documento CREG 65 de 2014, una metodología *bottom up* que no tiene antecedentes en la literatura de econometría financiera. La CREG intenta estimar los diferenciales de beta mediante una simulación Monte Carlo con datos para una misma empresa, con innumerables decisiones de modelaje de procesos estocásticos, parámetros de entrada y supuestos sobre posibilidades hipotéticas de mitigación o retención de riesgo. Los resultados *no*

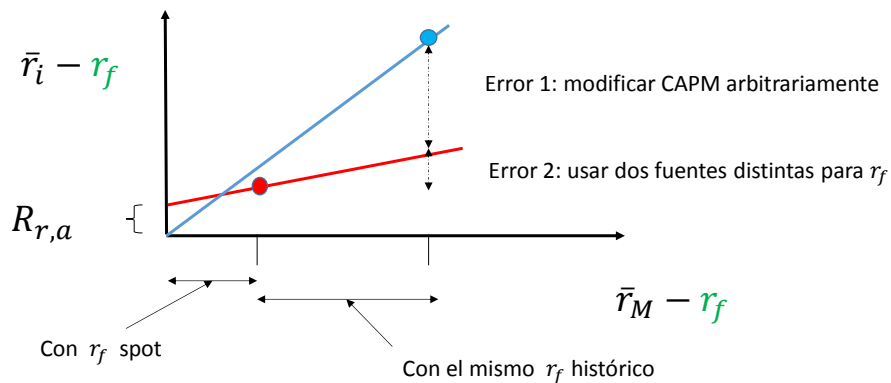
² Alexander, I, et al. 1996. "Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms. Policy Research Working Paper 1698. Washington, D.C.: The World Bank. Disponible en: http://regulationbodyofknowledge.org/wp-content/uploads/2013/03/Alexander_Regulatory_Structure_and.pdf

están sustentados en la comparación del desempeño financiero real observado entre empresas sometidas a diferentes regímenes regulatorios. Esto es teóricamente equivocado incluso para estimar un diferencial de beta, porque este parámetro se debe determinar con datos empíricos comparativos.

B INCONSISTENCIA ENTRE MEDICIÓN DE TASA LIBRE DE RIESGO Y PRIMA DE MERCADO. El modelo CAPM calcula la prima de riesgo del mercado como la diferencia entre el retorno del portafolio de acciones del mercado y la tasa libre de riesgo. La CREG propone, de manera inconsistente, estimar la tasa libre de riesgo con una fuente distinta a la que usa en la fuente para la prima de riesgo del mercado, posiblemente porque tiene un valor menor y así baja la tarifa.

El Gráfico 1 recapitula los errores mencionados en los títulos A y B:

GRÁFICO 1. ERRORES DE CREG EN ESTIMACIÓN DE PRIMA POR REGULACIÓN DIFERENCIAL



14

Fuente: elaboración propia

C NIVELES DE ENDEUDAMIENTO INEFICIENTEMENTE ALTOS. La práctica regulatoria internacional establece como regla mantener una estructura de capital robusta (Universidad de los Andes, 2008).³ Esta estructura debe mantener el grado de inversión

³ Universidad de los Andes. 2008. "Metodología y estimación del costo promedio ponderado de capital (WACC) para empresas de transporte y distribución de gas natural." Informe preparado para NATURGAS.

de la empresa, facilitar el acceso a los mercados financieros y disminuir el costo de financiamiento.

Ofgem (el regulador de gas y electricidad del Reino Unido) propone que una estructura financiera adecuada debe además mantener en determinados niveles ciertas razones financieras usadas por las agencias calificadoras y otros actores en la comunidad financiera, para establecer la fortaleza financiera de una empresa. Ofgem propone tres indicadores con sus respectivos límites a saber: (i) (deuda) / (valor reconocido de los activos), menor a 65%; (ii) (flujo de fondos de la operación) / (intereses), mayor o igual a 3 veces; y (iii) (flujo de caja retenido/deuda), mayor a 9%.⁴

El apalancamiento para transporte definido por la CREG (40% deuda y 60% patrimonio) no está de acuerdo con las recomendaciones de estructura de capital de sistemas modernos de regulación de servicios públicos. Estas proporciones de endeudamiento propuestas por la CREG buscan reducir el costo de la tarifa a costa de aumentar el riesgo real y el costo de la deuda.

D FUENTES HETEROGÉNEAS Y RECÁLCULO DE PARÁMETROS. La CREG ha encontrado que al calcular por su cuenta algunos parámetros obtiene valores que reducen el WACC y por tanto reducen la tarifa. Esta práctica es problemática porque hace impredecible y poco transparente las actualizaciones de parámetros, y porque no está guiada por la claridad conceptual y facilidad de cálculo, sino por la reducción del costo al usuario final por motivos distintos al avance tecnológico y el cambio objetivo de las condiciones de los mercados.

1.2 PROPUESTAS SOBRE CÁLCULO DE TASA DE DESCUENTO

Se propone a la CREG usar el modelo CAPM clásico para el costo del patrimonio en dólares por actividad (cobros por capacidad o por volumen), de acuerdo con la fórmula:

$$K_{eUSD,a} = R_f + (\beta_L + \Delta\beta_a) * R_m + R_p$$

donde R_f es la tasa libre de riesgo, β_L es el beta apalancado, $\Delta\beta_a$ es la prima por diferencia de régimen regulatorio/actividad entre Estados Unidos y Colombia, R_m es la prima de riesgo de mercado ($R_{pm} - R_f$), con R_{pm} igual al rendimiento del portafolio del

⁴ Ofgem. 2004. Electricity Distribution Price Control Review. Final Proposals. Las razones financieras propuestas se mantienen estables como criterio financiero a la fecha. Disponible en: <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/46251/8944-26504.pdf>.

mercado accionario, y R_p es la prima por riesgo país. Esto implica que la CREG retome la práctica aplicada previamente, y eliminar el factor $R_{r,a}$ simultáneamente.

Se propone a la CREG estimar R_f con el mismo valor que se usa en el cálculo de la prima de riesgo de mercado. La CREG propone las estimaciones del profesor Damodaran (New York University) con $R_{pm} = 11.41\%$ y $R_f = 5.23\%$ para la prima de riesgo (6.18%), pero propone otra fuente para R_f (1.32%), con casi 4% menos de rentabilidad.

Se propone a la CREG usar los valores $\Delta\beta_{IR} = 0.37$ para ingreso regulado y $\Delta\beta_{PM} = 0.64$ para precio máximo. Estas diferencias corresponden a las mejores estimaciones disponibles a la fecha (Alexander 1996) de los diferenciales de beta en el sector de gas, mostrados en la Tabla 1.

TABLA 1. VALORES DE BETA POR MÉTODO REGULATORIO

INCENTIVOS	GAS
Alta potencia	0.84
Intermedio	0.57
Baja potencia	0.20

Fuente: Alexander (1996: 29)

Esta propuesta se basa en asimilar el transporte por capacidad a un sistema de regulación con incentivos intermedios, y al transporte por volumen a un sistema de incentivos de alta potencia. El régimen de baja potencia corresponde a la regulación de tipo *cost-plus* utilizada en Estados Unidos. La Universidad de los Andes (2008) justificó esta asignación sobre la base de transferencia de riesgos al transportador. Ningún de los extensos esfuerzos posteriores de la CREG para estimar las primas por diferencias de régimen regulatorio pasa las pruebas de fundamentación conceptual y validez empírica.

Se propone a la CREG usar la base de datos del profesor Damodaran para el mayor número de parámetros posibles en la estimación del WACC (prima de riesgo de mercado, tasa libre de riesgo, prima por riesgo país), y dejarla como referente estable para el futuro. En particular, la prima por riesgo país R_p debe ser igual a 2.98%.

Se propone a la CREG usar un valor normativo de deuda igual a 35%, siguiendo la práctica regulatoria internacional. Con ello la deuda corporativa de las empresas de transporte de gas natural lograría una calificación crediticia de BBB dentro de la nomenclatura de Standard & Poor's.

De acuerdo con las propuestas previas y adoptando el resto de parámetros y expresiones algebraicas propuestas en el documento CREG D-050-16, se propone a la CREG adoptar los valores de remuneración de las Tablas 2 y 3.

TABLA 2. TASAS DE DESCUENTO PARA INGRESO REGULADO

	<i>WACC</i>	T_D	T_{kid}
COP	23.21%	18.28%	17.75%
USD	15.83%	14.05%	13.51%

Fuente: elaboración propia

TABLA 3. TASAS DE DESCUENTO POR PRECIO MÁXIMO

	<i>WACC</i>	T_D	T_{kc}	T_{kv}
COP	24.94%	19.94%	19.40%	
USD	17.47%	15.67%	15.13%	17.81%

Fuente: elaboración propia

donde T_D es la tasa de descuento antes de impuestos en valores constantes, T_{kc} es la tasa promedio de costo del capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de capacidad a través de cargos fijos, T_{kv} es la tasa promedio de costo del capital, real antes de impuestos, remunerado a través de cargos variables, y $T_{kid} = T_D - 0.2 * 2.68$.

2 INVERSIÓN A RECONOCER EN ACTIVOS QUE HAYA CUMPLIDO LA VIDA ÚTIL NORMATIVA⁵

2.1 COMENTARIOS A LA PROPUESTA CREG

Las inversiones en transporte de gas en Colombia son del tipo BOO (construir-operar-poseer). Es decir, el valor residual de un activo de transporte, una vez finalizada la vida útil normativa, es de propiedad del inversionista. Este valor no es cero, ni una fracción del valor inicial determinada por contabilidad regulatoria.

El Documento CREG D-50-16 efectúa simulaciones para encontrar el valor de reconocimiento del capital (como fracción θ de la inversión inicial reconocida) que la CREG admitiría para que el transportador no construyera un nuevo gasoducto al cumplirse la vida útil normativa del activo.

Estas simulaciones tienen las siguientes características: (i) se restringen al caso en que no hay necesidades de ampliación; (ii) se asume que el regulador conoce tras 20 años la demanda media anual madura; (iii) asume un factor σ de “riesgo de gestión y desarrollo” de un nuevo gasoducto igual a 20%, cuya justificación empírica se reduce a la nota [1] de la página 461. La CREG propone el valor $\theta = 30\%$.

La CREG propuesta de este factor θ es inconsistente con las normas contables NIIF y con la eficiencia competitiva, como se argumentará a continuación. El valor residual de un activo al cumplir la vida útil regulatoria *es un problema empírico* que combina la *futura* funcionalidad del activo y las *futuras* condiciones de demanda y mercado. No depende de los costos o de las remuneraciones originales. El valor razonable de un activo que ha cumplido su vida útil normativa no corresponde a la fracción θ estimada por la CREG, sino al monto que estaría dispuesto a pagar un inversionista en transporte de gas al dueño de los activos en una transacción no forzada. Este precio se revelaría idealmente en una subasta en el que los cargos de transporte futuros estuvieran predefinidos para remunerar una inversión eficiente y unos costos eficientes de AOM.

Si el *valor razonable* (definición NIIF) del activo resultara empíricamente superior al 30% del valor inicial, *se estaría dando la señal de invertir de nuevo*, desperdiando

⁵ Sub-Numerales 6.2.1 (p. 438) y 6.5.4 (p. 457-461) del documento CREG D-050-16.

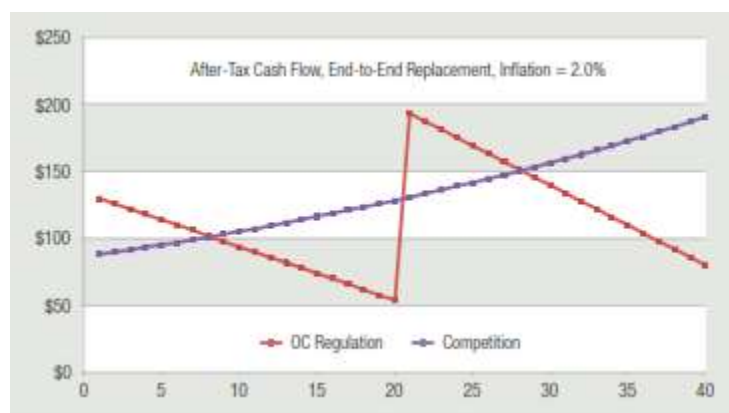
recursos valiosos de las empresas y del país, resultando en una pérdida de bienestar por la duplicación de activos.

Kolbe, Hanser y Zhou (2013: 48-49)⁶, consultores de The Brattle Group, han enumerado las desventajas de remunerar los activos regulados con referencia a su costo original. Estos autores parten de la analogía de que el precio de un producto agrícola (eg, tomates) no depende ni de la edad de los tractores ni del momento en que se compró el terreno para cultivarlos.

La CREG ya reconoce este principio en otros activos bajo su supervisión, como las plantas en el mercado mayorista de generación, admitiendo las transacciones spot y en contratos sin discriminar por edad de los activos.

De acuerdo con este principio de no discriminación, *los cargos anuales competitivos deben ser independientes de la edad de los activos* usados por cualquier competidor en particular.

GRÁFICO 1. CARGOS COMPETITIVOS (LÍNEA CONTINUA) VS. CARGOS BASADOS EN COSTOS ORIGINALES (LÍNEA DISCONTINUA)



Fuente: Kolbe, Hanser y Zhou (2013: 48)

El Gráfico 1 contrasta la senda de cargos competitivos con los de los cargos basados en costos originales, que conduce a discontinuidades en los cargos. En contraste, los cargos competitivos crecen reflejando solamente la tasa de la inflación. Aunque los dos

⁶ Kolbe, A. L., P. Q. Hanser y B. Zhou (2013). "Reducing rate shocks." *Public Utilities Fortnightly*. June. Disponible en: http://www.brattle.com/system/publications/pdfs/000/003/978/original/Reducing_Rate_Shocks_Kolbe_Hanser_Zhou_PUF_June_2013.pdf?1382968415

esquemas generaran retornos suficientes para remunerar la inversión, solamente la línea continua es consistente con los precios en equilibrio competitivo.

La introducción de discontinuidades en los cargos crearía inestabilidad tarifaria (en contra de los objetivos propuestos por la CREG y afectaría de manera negativa el desarrollo de todo el mercado de gas natural al generar señales equivocadas de localización a los agentes, y de competencia entre transportadores de gas natural.

2.2 PROPUESTAS SOBRE VALOR DEL ACTIVO DESPUÉS DE CUMPLIR LA VIDA ÚTIL NORMATIVA

Se propone a la CREG estimar los cargos para períodos posteriores a la vida útil normativa de acuerdo con el *valor razonable* de los activos a los 20 años. No se debe utilizar el factor θ para determinar el valor del activo después de cumplir la vida útil normativa.

El *valor razonable* deberá surgir de las condiciones de mercado futuras incorporando el posible deterioro del activo (normas NIIF). En particular, la fórmula del Artículo 16 del proyecto de Resolución CREG 90 de 2016 debe modificarse para que el valor del activo si se mantiene en operación sea el valor razonable (incluyendo pruebas de deterioro si es indispensable, de acuerdo con la opinión de un equipo de peritos independientes).

3 DISPONIBILIDAD DEL 10% DE LA CAPACIDAD DE CADA TRAMO TRONCAL

3.1 COMENTARIOS A LA PROPUESTA DE LA CREG

El documento CREG D-050-16 (p. 463) propone remunerar el 10% de la capacidad (gasoductos troncales) mediante un cargo estampilla, pagado por toda la demanda del respectivo sistema, mientras que el 90% restante se propone remunerar con cargos por distancia. El 10% que se remuneraría por estampilla se destinaría a transportar gas transado a través de contratos de corto plazo, y el 90% restante seguiría con el esquema de transacciones de tipo *contract-carriage* entre transportador y remitentes, y cobros de transporte por distancia. Estas consideraciones se codifican en el Artículo 4 del proyecto de Resolución CREG 90 de 2016.

Los propósitos de CREG al introducir un cobro del 10% de los cargos mediante estampilla se plantean en la tabla de la página 442 del documento CREG D-050-16 y se amplían en el documento CREG D-050A-16. Incluyen la generación de liquidez en el mercado de capacidad, en el mercado secundario de suministro de gas, prevenir acaparamiento de capacidades de transporte y promover la competencia entre agentes.

La ausencia de liquidez y la debilidad de los mercados de corto plazo no pueden atribuirse al uso de la pareja de instrumentos {*contract-carriage*, cobros por distancia}. Estos problemas provienen de la ausencia de instrumentos de información y transacción frecuente de capacidades y volúmenes. El mercado está en un equilibrio de bajas expectativas, en el que la demanda tiende a sobre-contratarse porque no hay un mercado secundario, y no hay estímulos suficientes para crear un mercado secundario por ausencia de liquidez.

Al hacer la propuesta, la CREG no analiza las causas de los problemas que busca resolver y propone una medida que asume, sin demostrarlo, que la ausencia de capacidad física disponible en la red de transporte para acomodar contratos de corto plazo es el cuello de botella que genera la falta de liquidez, el acaparamiento de capacidades de transporte y la falta de competencia.

No se entiende además que la CREG acepte que la metodología tarifaria de transporte “no es el instrumento adecuado” (documento D-50-16, p. 437) para desarrollar un sistema eficiente de comercialización, pero que lo proponga a cambio de enfrentar el problema de manera directa y eficaz. El uso de los cobros de tipo estampilla tiene orígenes y propósitos distintos (eg, eficiencia y equidad en la recuperación de los costos de transporte) a los propósitos de mejorar la liquidez y promover un mercado secundario y la competencia.

Particularmente, la CREG deja de lado las recomendaciones del estudio que contrató con Market Analysis y The Brattle Group (2011) para crear un mercado secundario de gas natural y mercados de corto plazo. El estudio mencionado planteó que se puede llegar a un mercado líquido de gas natural con un punto de transacción virtual (con cargos de entrada-salida), como en Europa, o con un *hub* físico, como en Estados Unidos. En desarrollo de estos planteamientos, presentó un menú de 5 opciones para desarrollar mercados líquidos en gas natural.

La CREG escogió desarrollar en detalle la Opción 1 (estandarización de contratos, establecimiento de un Operador de Mercado independiente, transparencia ex post y facilitamiento de trading de transporte) y la Opción 2 (creación de una plataforma de transacción OTC, definición de puntos de entrega, plataforma de transacciones de capacidad, papel de un *market-maker*).

3.2 PROPUESTAS SOBRE RESERVA DE 10% DE CAPACIDAD Y REMUNERACIÓN POR CARGOS ESTAMPILLA

Se recomienda a la CREG definir el cronograma de desarrollo de las Opciones 1 y/o 2 de Market Analysis y The Brattle Group que eligió profundizar en 2011. Debe fomentarse el uso de contratos *forward* a diferentes plazos, de derivados, y permitir el cobro de las primas de estos instrumentos y por almacenamiento, con mínima interferencia regulatoria.

Puede ser que no se requiera aumentar la capacidad de transporte, sino usar más eficientemente la que ya existe. Si el análisis de implantación de mercados secundarios exige reservar ciertos niveles de capacidad de gasoductos para transacciones de corto plazo, las inversiones requeridas para mantener estos niveles (eg, compresores, *loops*) deben ser reconocidas por la CREG.

El estudio de Market Analysis y The Brattle Group (2011) muestra que la creación de un mercado secundario requiere la definición de un nodo virtual o físico para la liquidación de transacciones. La forma de cobrar el transporte y de llegar a este nodo influyen de manera importante en la viabilidad de este mercado secundario.

Por tanto, se recomienda a la CREG que, dentro de las tareas para desarrollar un mercado secundario, se incluya una evaluación numérica de las mejoras en competitividad, liquidez, aumento de cobertura y precios finales de migrar a un esquema de cobros de transporte por estampilla o por entrada/salida.

La evaluación de la conveniencia de una nueva metodología de cargos de transporte debe buscar que ningún usuario pague menos que su costo incremental; y que el precio promedio al usuario final disminuya.

Se propone a la CREG insistir en la necesidad de convocatorias abiertas para asignar capacidades de los gasoductos, como medida mínima de transparencia y reducción del riesgo de acaparamiento en transporte.

4 REGLAS PARA DESARROLLO DE GASODUCTOS DE CONEXIÓN

4.1 COMENTARIOS A LA PROPUESTA DE LA CREG

El Artículo 29 del proyecto de Resolución CREG 90 de 2016 propone dos opciones para conectar nueva oferta de gas al mercado. La nueva oferta (de productores-comercializadores y agentes importadores de gas) debería entregarse al SNT donde sea técnica y financieramente factible. De acuerdo con este artículo, si no existe un punto técnico y financieramente factible, los productores-comercializadores y agentes importadores de gas podrán entregar el gas en un sistema de distribución no conectado al SNT o hasta el sitio de demanda.

Para ello, el artículo 29 propone dos opciones al productor-comercializador o importador: (i) construir por su cuenta un *gasoducto de conexión*, con acceso a terceros a discreción y a tarifas negociadas bilateralmente. Si no se llega a acuerdos en esta negociación, la CREG podrá imponer servidumbre sin que el productor deba constituirse en transportador o crear una ESP; este gasoducto de conexión no hará parte del SNT y no queda sujeto a regulación sobre eficiencia económica o transparencia en contratación; (ii) realizar una convocatoria para seleccionar al prestador del servicio de transporte, que debe ser otorgada a una empresa transportadora de gas bajo los criterios de eficiencia económica, transparencia en contratación (selección objetiva en el que la convocatoria se otorga por el mínimo cargo para remunerar el costo de inversión y gastos AOM); bajo esta opción, este gasoducto entra a formar parte del SNT.

La política de construir un gasoducto por iniciativa del productor-comercializador es un instrumento válido que debe restringirse a reducir el poder de negociación del transportador más cercano a la nueva fuente. Sin embargo, la propuesta de CREG crea problemas que pueden desordenar la operación y la expansión del SNT, como se argumenta a continuación.

Construir un gasoducto de conexión sin supervisión regulatoria hace que el constructor tenga el incentivo de usar las mínimas especificaciones aceptables como inversionista, que pueden ser inferiores a las del Código de Redes-Reglamento Único de Transporte de Gas para los activos del SNT. Esto podría afectar la calidad y continuidad del suministro.

Construir un gasoducto de conexión hasta un sistema de distribución aislado o hasta el sitio de la demanda estimula a hacer *bypass* sistemático a la actividad de transporte, basado en las ventajas de costos de construir sin supervisión regulatoria.

Bajo estos nuevos estímulos, que van más allá de nivelar las capacidades de negociación entre producción y transporte, se podrían construir tramos claves en la red troncal. Algunos productores o importadores podrían convertirse en jugadores relevantes del SNT *de facto*, pero por fuera de la regulación. Esto podría traducirse en competencia desleal si el constructor del gasoducto de conexión decide permitir el acceso; y/o en problemas de coordinación de la expansión y la calidad futura del servicio en la red troncal.

4.2 PROPUESTAS SOBRE GASODUCTOS DE CONEXIÓN

Se propone a la CREG que la opción de construir gasoductos de conexión del Artículo 29 del proyecto de Resolución CREG 90 de 2016 se rija por las normas técnicas y de transparencia que obligan a los agentes del sector de transporte. Estos gasoductos deben construirse hasta el punto de conexión más cercano factible del sistema de transporte y no hasta un sistema de distribución.

Se propone a la CREG evaluar los beneficios de introducir un mecanismo de “comercialización conjunta” de {G + T} para disminuir los costos de transacción con D y grandes consumidores, con base en los principios de eficiencia económica, no discriminación y transparencia.

5 MODELO DE VALORACIÓN DE INVERSIONES EN GASODUCTOS Y COMPRESORES

5.1 COMENTARIOS A LA PROPUESTA CREG

El Anexo 2 del proyecto de Resolución CREG 90 de 2016 presenta el modelo de valoración de inversiones en gasoductos y compresores. Se plantea como un algoritmo de costeo automático, con estimaciones de costos que, plantea la CREG, están en Clase 3 (precisión entre -10% y -20% en el rango bajo, y entre +10% y +30% en el rango alto).

Esta metodología tiene tres problemas: (i) los modelos paramétricos se usan para llegar a órdenes de magnitud en las etapas de preinversión, pero no se aplican en la práctica regulatoria internacional para valorar costos incurridos (Quantum 2015: 29-31)⁷ (ii) las estimaciones de costos de 2014 que entran al modelo no corresponden a Clase 3, sino a precisiones inferiores (Quantum 2015: 33) y no son extrapolables a diversos diámetros y condiciones constructivas de gasoductos; (iii) se elimina la opción de consulta a peritos para dictaminar sobre el costo de intervenciones específicas que surgen en geografías y geologías complejas, como las de Colombia.

Quantum (2015) encuentra que los modelos paramétricos no se usan en los sistemas regulatorios de Argentina, Bolivia, Perú, México, Estados Unidos, Reino Unido y Australia. Puesto que el componente idiosincrático explica una parte importante de la variabilidad de los costos de inversión en gasoductos, en los países mencionados se aplica no solamente el principio de razonabilidad, sino adicionalmente los principios de prudencia y transparencia.

En contraste, la CREG plantea remunerar en contraste con un valor “eficiente” de referencia, de “mínima inversión.” En cont no mide el impacto en retorno de un determinado instrumento de asignación de riesgo en un negocio regulado. raste también con la mayoría de experiencias revisadas, en Colombia la razonabilidad no se establece por comparación con valores reales y actualizados del mercado interno, desestimando información valiosa, sino apelando a la comparación contra el modelo. Además, este modelo usar valores reconocidos y no valores reales, que son los utilizados en la práctica regulatoria internacional examinada. El modelo no produce costos eficientes (Quantum 2015: 23). Se genera el *riesgo de modelo* de reconocer valores alejados del contexto específico del proyecto.

Quantum (2015: 18) transcribe la opinión de peritos que participaron en las estimaciones y evaluaciones solicitadas por CREG en 2014, quienes coinciden en que

⁷ Ver Quantum. 2015. “Estudio de costos eficientes de inversiones en activos de transporte de gas natural. Detalles, observaciones y propuestas a la metodología actual de la CREG.” 10 de febrero de 2015.

no es posible estandarizar por medio de un modelo los costos eficientes de construcción de gasoductos.⁸

Quantum (2015: 33) plantea que, según la AACEI (Association for the Advancement of Cost Engineering International), “la metodología planteada por la CREG se asimila a los niveles de Clase 4 (precisión entre -15% y -30% en el rango bajo, y entre +20% y +50% en el rango alto) o Clase 5 (precisión entre -20% y -50% en el rango bajo, y entre +30% y +100% en el rango alto) de estimación de costos.” Además del riesgo de modelo, se introduce el *riesgo de mayor imprecisión* de los costos por reconocer.

5.2 PROPUESTAS SOBRE VALORACIÓN DE GASODUCTOS Y COMPRESORES

Se propone a la CREG utilizar su “modelo de valoración” como referencia indicativa de la razonabilidad de los costos reconocidos a los transportadores, pero no aplicarlo como método de definición automática de los mismos.

Se propone a la CREG que use los valores reales y no los reconocidos, de acuerdo con la práctica regulatoria internacional, y de acuerdo con los principios de prudencia y transparencia. Estos valores no deben revisarse después de la emisión del expediente tarifario.

Se propone a la CREG llegar a precisiones de Clase 1 (precisión entre -3% y -10% en el rango bajo, y entre +3% y +15% en el rango alto) en el reconocimiento de valores de activos y permitir la opinión de expertos en caso de que existan diferencias entre la valoración del transportador y la CREG.

⁸ El Perito Hopf dijo: “Factores fundamentales que afectan el costo de instalación de la tubería, como los identificados por la comunidad colombiana regulada por la CREG, no están identificados ni reconocidos en la base de datos. La FERC no solicita [tales]” ... “Reconozco que los Andes y la geografía humana y física de Colombia enfrentan a la industria de gasoductos con algunos de los mayores desafíos que se hayan encontrado... la intención es cubrir estas áreas de desafío con factores específicos que no son objeto de este estudio en particular.”

Lamberson dice: “Se debe tener mucho cuidado al aplicar análisis generales a casos particulares. La misma precaución se debería tener si se fuera a utilizar un caso específico y se intentara aplicarlo como Regla de Pulgar para otros proyectos... Los proyectos son únicos y presentan desafíos propios que los diferencian unos de otros. Sin embargo, existen ciertas tendencias que asumen los costos en la mayoría de los proyectos; esa es la esencia de los Informes de Perito remitidos, proveer tendencias generales para testear la razonabilidad de los costos identificados”.