



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 160 DE 2020

(20 AGO. 2020)

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

En ejercicio de las atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por la Ley 142 de 1994 y los Decretos 2253 de 1994, 1260 de 2013, 2255 de 2015 y,

CONSIDERANDO QUE:

Conforme a lo dispuesto por el artículo 8 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, así como de acuerdo con lo establecido en el Decreto 2696 de 2004, compilado por el Decreto 1078 de 2015 y el artículo 33 de la Resolución CREG 039 de 2017, la Comisión debe hacer público en su página web todos los proyectos de resolución de carácter general que pretenda adoptar.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión No.1040 del 20 de agosto de 2020, aprobó hacer público el proyecto de resolución “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”.

RESUELVE:

Artículo 1. Hágase público el proyecto de resolución “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”.

Artículo 2. Se invita a los agentes, usuarios, autoridades competentes, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y la Superintendencia de Industria y Comercio, para que dentro de los treinta (30) días calendario

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

siguientes a la publicación de la presente resolución en la página *web* de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, remitan sus observaciones o sugerencias sobre el proyecto de resolución. Lo anterior, de conformidad con lo dispuesto en el Decreto 1078 de 2015.

Artículo 3. Los interesados podrán dirigir al Director Ejecutivo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas las observaciones y sugerencias, las cuales deberán ser enviadas al correo electrónico creg@creg.gov.co, en el formato anexo “comentarios_tgn.xlsx”.

Artículo 4. La presente resolución no deroga ni modifica disposiciones vigentes, por tratarse de un acto de trámite.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá DC, a **20 AGO. 2020**



DIEGO MESA PUYO

Ministro de Minas y Energía
Presidente



JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN

Director Ejecutivo

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

PROYECTO DE RESOLUCIÓN

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

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de las atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por la Ley 142 de 1994 y los Decretos 2253 de 1994, 1260 de 2013, 2255 de 2015 y,

CONSIDERANDO QUE:

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

Es derecho de todas las empresas, construir, operar y modificar sus redes e instalaciones para prestar los servicios públicos, para lo cual cumplirán con los mismos requisitos exigidos por la ley a todos los prestadores, como lo garantiza el artículo 28 de la Ley 142 de 1994.

Las personas jurídicas que produzcan para ellas mismas, o como consecuencia o complemento de su actividad principal, los bienes y servicios propios del objeto de las empresas de servicios públicos, pueden prestar las actividades que integran el servicio público, para lo cual deben sujetarse a la Ley 142 de 1994 en sus actos o contratos que celebren para suministrar los bienes o servicios cuya prestación sea parte del objeto de las empresas de servicios públicos, a otras personas en forma masiva, o a cambio de cualquier clase de remuneración, y están obligadas a constituirse en empresas de servicios públicos cuando la comisión así lo exija, como está previsto en dicha Ley, como lo prevén los artículos 15 y 16 de la Ley 142 de 1994.

Es facultad de la CREG, de acuerdo con lo establecido en la Ley 142 de 1994, exigir que las empresas de servicios públicos tengan objeto exclusivo.

La Ley 142 de 1994 obliga a todos los prestadores del servicio a facilitar el acceso e interconexión de otras empresas o entidades que prestan servicios públicos, o que sean grandes usuarios de ellos, a los bienes empleados para la organización y prestación de los servicios; los faculta para celebrar contratos que regulan el acceso compartido o de interconexión de bienes indispensables para la prestación de servicios públicos; y en su defecto, los somete a la servidumbre que puede imponer la CREG para tales efectos.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

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

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

La Comisión debe establecer las fórmulas tarifarias para cobrar por el transporte e interconexión a las redes, con sujeción a los criterios que, según dicha ley, deben orientar el régimen tarifario, para lo cual puede establecer topes máximos y mínimos de tarifas, conforme a los artículos 73.11, 73.22 y 88 de la Ley 142 de 1994. Así mismo, la definición de estas tarifas debe considerar los criterios tarifarios previstos en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994 y la aplicación de estos de acuerdo con cada actividad sujeta a regulación, al igual que no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente por parte de las empresas.

Las fórmulas tarifarias que defina la Comisión deben garantizar a los usuarios, a lo largo del tiempo, los beneficios de la reducción promedio de costos en las empresas que prestan el servicio, según exigencia del artículo 92 de la Ley 142 de 1994. Toda tarifa debe tener un carácter integral, en el sentido de que supondrá una calidad y grado de cobertura del servicio, cuyas características definirán las comisiones reguladoras, como lo exige el 87.8, de la Ley 142 de 1994. Por mandato legal, las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cinco años.

En la definición de las fórmulas tarifarias la Comisión debe tener en cuenta las condiciones preexistentes de la actividad sujeta a regulación para dicha definición, como son los costos eficientes de los activos existentes en operación, las características de los mercados atendidos y las condiciones de operación del servicio, así como de aquellas que le son propias, en este caso para la actividad de transporte de gas natural; y otras sobrevinientes durante el período de vigencia de la fórmula y que por autorización legal pueden incorporarse, principalmente, aquellas que se relacionan con los gastos de administración, operación y mantenimiento, incluyendo los costos de la expansión, las variaciones en los índices de precios, el riesgo de negocios comparables, el aumento en los factores de productividad, las innovaciones tecnológicas y la reducción promedio de los costos, entre otros. Igualmente, allí se deben considerar los lineamientos legales y reglamentarios a los que se sujeta la regulación.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

El período de vigencia de las fórmulas tarifarias previsto por la Ley 142 de 1994 y los criterios a través de los cuales se fijan las tarifas, buscan garantizar la estabilidad en los cargos aprobados, tanto a las empresas como a los usuarios, y la modificación de la fórmula, así como de las tarifas que aplican las empresas, están relacionadas con los efectos particulares que la misma produce respecto a una empresa individualmente considerada a sus usuarios.

El ejercicio de las facultades regulatorias previstas en los artículos 73 y 74.1 de la Ley 142 de 1994, incluidas aquellas en materia tarifaria, debe entenderse como un mecanismo de intervención del Estado en la economía, a fin de garantizar la prestación eficiente de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible y el buen funcionamiento del mercado, entre otros, por lo cual, estas facultades deben atender los fines constitucionales y legales que persigue la prestación de los servicios públicos domiciliarios regulados en dicha Ley.

La regulación corresponde entonces a una actividad continua y permanente, la cual comprende el seguimiento de la evolución del sector y la actividad correspondiente, y que implica la adopción de diversos tipos de decisiones y actos adecuados, tanto para orientar la dinámica del sector hacia los fines que la justifican en cada caso, fines que están previstos en la Ley 142 de 1994, así como en los decretos mediante los cuales el Gobierno Nacional define los lineamientos de política para el sector regulado, y, también, para permitir el flujo de la actividad socio-económica respectiva.

De esto hace parte el seguimiento del comportamiento de los agentes, así como la evaluación y el análisis de la forma en que se remuneran estas actividades, a fin de orientar sus conductas y establecer mecanismos que garanticen la aplicación de los criterios previstos en materia tarifaria, dentro de los fines perseguidos en materia de servicios públicos de acuerdo con lo previsto en la Ley 142 de 1994.

En este sentido, la aplicación de los criterios en materia tarifaria, así como su aplicación armónica con los principios constitucionales¹ y legales² en materia de servicios públicos, implica que debe existir una convergencia y equilibrio entre los intereses colectivos que persigue la prestación de los servicios públicos, como aquellos intereses de las empresas en relación con la competencia, la iniciativa privada y la libertad de empresa. Por tanto, esta convergencia y el equilibrio que se debe generar, entre otros, a través de los mecanismos regulatorios definidos por esta Comisión, los cuales deben garantizar el equilibrio entre la libertad económica (incentivo económico), la promoción de intereses colectivos concretos y la prestación de servicios públicos, es decir, la regulación ha de propender por hacer compatibles los intereses privados, que actúan como motor de la actividad económica, con la satisfacción de las necesidades colectivas.

La Comisión estableció el reglamento único de transporte de gas natural, RUT, mediante la Resolución CREG 071 de 1999, la cual ha sido modificada, adicionada y complementada, entre otras, por las resoluciones CREG 084 de

¹ Artículos 365 a 370

² Ley 142 de 1994, Arts. 1 a 12.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

2000, 028 de 2001, 102 de 2001, 014 de 2003, 054 de 2007, 041 de 2008, 077 de 2008, 154 de 2008, 131 de 2009, 187 de 2009, 162 de 2010, 169 de 2011, 171 de 2011, 078 de 2013 y 114 de 2017.

Mediante la Resolución CREG 126 de 2010, modificada y complementada por las resoluciones CREG 129 de 2010, 079 y 097 de 2011, y 066 y 089 de 2013, se establecieron los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, SNT.

La Comisión, a través de la Resolución CREG 047 de 2014, puso en conocimiento de las entidades prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados, las bases sobre las cuales se efectuarán estudios 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 cumplimiento de lo previsto en los artículos 126 y 127 de la Ley 142 de 1994, y el 11 del Decreto 2696 de 2004.

Mediante la Resolución CREG 095 de 2015 la Comisión definió la metodología para el cálculo de la tasa de descuento que se aplicará en las actividades de transporte de gas natural, distribución de gas combustible, transporte de GLP por ductos, transmisión y distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, y generación y distribución de energía eléctrica en zonas no interconectadas.

Como parte de los estudios necesarios para definir la nueva metodología, la Comisión contrató al consultor internacional Frank Gregory Lamberson para actualizar el valor de algunos insumos utilizados por la CREG para estimar el valor eficiente de los gasoductos. El informe final de esta consultoría se publicó mediante la Circular CREG No. 094 de 2014.

La Comisión también contrató al consultor internacional Calvin Peter Oleksuk para actualizar el costo de las principales variables que inciden en la construcción de estaciones de compresión. El informe final de esta consultoría se publicó mediante la Circular CREG No. 081 de 2014.

Mediante el Decreto 1073 de 2015 se expidió el “Decreto Reglamentario Único Sectorial del Sector Administrativo de Minas y Energía”, el cual, en su Título II, establece las disposiciones reglamentarias en materia de gas natural, y en su Capítulo 3 incorpora disposiciones particulares para la actividad de transporte de gas natural.

A través del Decreto 2345 de 2015 se adicionó el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, con lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas natural, así:

- El Artículo 2.2.2.1.4 define la confiabilidad como “la capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural de prestar el servicio sin interrupciones de corta duración ante fallas en la infraestructura”.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

- El Artículo 2.2.2.1.4 define la seguridad de abastecimiento como “la capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, bajo condiciones normales de operación, para atender la demanda en el mediano y largo plazo”.
- El Artículo 2.2.2.2.28 establece que “Con el objeto de identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural, el Ministerio de Minas y Energía adoptará un Plan de Abastecimiento de Gas Natural para un período de diez (10) años”.
- El Artículo 2.2.2.2.29 establece que la CREG deberá expedir regulación aplicable a los proyectos incluidos en el plan de abastecimiento de gas natural.
- El Artículo 2.2.2.2.29 también establece la posibilidad de realizar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural a través de mecanismos abiertos y competitivos.
- El párrafo del Artículo 2.2.2.2.29 establece que “La UPME será responsable de la aplicación de los mecanismos abiertos y competitivos a los que se refiere este artículo”.

Mediante la Resolución 40052 de 2016 el Ministerio de Minas y Energía desarrolló el Artículo 2.2.2.2.28 del Decreto 1073 de 2015, modificado por el Artículo 4 del Decreto 2345 de 2015, y dictó otras disposiciones.

En el Artículo 1 de la Resolución 40052 de 2016 se establece, entre otros aspectos, que:

- “Para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural el Ministerio de Minas y Energía tendrá en cuenta el estudio técnico que deberá elaborar la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)”
- “En el estudio técnico se deberán considerar proyectos asociados a infraestructura para importación, almacenamiento, aumento de la capacidad de transporte, extensión de los sistemas de transporte, redundancias en gasoductos, redundancias en sistemas de compresión, conexiones entre sistemas de transporte, entre otros”.
- El estudio técnico que elabore la UPME contendrá la “identificación de los beneficiarios de cada proyecto”.

Mediante la Resolución CREG 090 de 2016 la Comisión ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se establecen los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”.

En cumplimiento del artículo 11.5 del Decreto 2696 de 2004, la Comisión realizó dos audiencias públicas en las ciudades de Barranquilla y Bogotá los días 23 y 30 de noviembre de 2016, respectivamente, en las cuales se presentó la propuesta regulatoria, algunos agentes presentaron sus comentarios y se

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

atendieron las preguntas formuladas por los asistentes a la audiencia y por quienes participaron telefónicamente o mediante correo electrónico.

En la Resolución CREG 107 de 2017 la Comisión estableció los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural mediante procesos de selección.

De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 107 de 2017, los valores eficientes de proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural que estén embebidos en la infraestructura de un sistema de transporte existente se definen como “Inversiones en proyectos prioritarios del plan de abastecimiento en un sistema de transporte, *IPAT*”.

En el literal c) del Artículo 4 de la Resolución CREG 107 de 2017 se establece que la remuneración para cada proyecto de *IPAT* que ejecute el transportador incumbente se adoptará con base en lo establecido en la metodología vigente al momento de efectuar el cálculo, para remunerar la actividad de transporte de gas natural.

Mediante la Resolución CREG 155 de 2017 la Comisión definió la regulación asociada a *Open Seasons* como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión, y se adoptaron otras disposiciones.

Mediante la Resolución CREG 033 de 2018 la Comisión estableció medidas regulatorias en relación con la definición y aplicación del gasoducto de conexión.

Mediante la Circular CREG 017 de 2018 la Dirección Ejecutiva de la CREG publicó el estudio “*Multiplicadores de dificultad constructiva y costos para transporte por ductos de gas natural y combustibles líquidos*”. Este estudio tiene como objeto estimar los multiplicadores que capturan la dificultad constructiva de ductos de gas natural y combustibles líquidos cuando el trazado cruza zonas por media ladera, así como el análisis de costos relacionados con cruces subfluviales, aéreos y sísmicos. Los resultados de este estudio se utilizan para elaborar modelo de valoración de gasoductos.

Ahora bien, la presente propuesta regulatoria incorpora ajustes en diversos aspectos de la metodología de transporte de gas natural desde la expedición de la propuesta regulatoria de la Resolución CREG 090 de 2016 a efectos de garantizar un mayor grado de eficiencia dentro de la remuneración de la actividad de transporte de gas natural en el marco de la Ley 142 de 1994. De estos hacen parte:

i) Teniendo en cuenta que el transportador cuenta con mayor capacidad para manejar el riesgo cambiario, en esta resolución se establece que la remuneración de las inversiones en transporte de gas natural se consideren en moneda local (pesos colombianos) y no en dólares, evitando así que el riesgo cambiario continúe en cabeza del usuario;

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

ii) Disminuir la posibilidad de que se den o trasladen sobrecostos dentro de la remuneración de las inversiones en gasoductos y estaciones de compresión como parte de la actividad de transporte de gas natural, para lo cual es necesario incluir mayores elementos dentro del mecanismo de valoración de inversiones, como nuevos multiplicadores y la inclusión de un método para compartir el riesgo constructivo entre el transportador y los remitentes; ajustar los incentivos de remuneración de los activos que han cumplido su vida útil normativa; llevar a cabo ajustes a la tasa de descuento atendiendo la realidad macroeconómica y de riesgo país actual y demás elementos propios de la metodología de la Resolución CREG 095 de 2015 o aquella que esté vigente;

iii) Considerar los consumos efectivos facturados de gas natural y electricidad en las estaciones de compresión descontando las ventas que realicen en el mercado secundario;

iv) En el caso de las estaciones de puerta de ciudad que actualmente se encuentran remuneradas dentro de los cargos de transporte de gas natural, se debe incluir un método de transferencia de dichos activos a la actividad de distribución de gas combustible, considerando los impactos que esto puede generar dentro de los mercados de distribución, sin perjuicio de la aplicación de lo establecido en la Resolución CREG 138 de 2014, mediante la cual se adiciona y se modifica la Resolución CREG 202 de 2013.;

Ahora, adicionalmente a los objetivos de buscar un mayor grado de eficiencia en las tarifas y la asignación de riesgos regulatorios, encuentra la Comisión que la actividad de transporte de gas natural y su regulación puede ser un elemento importante dentro de la búsqueda de la promoción de la competencia a lo largo de las actividades que hacen parte de la cadena de prestación del servicio de gas combustible, así como para asegurar la prestación continua del servicio.

De acuerdo con esto, la Comisión considera relevante la inclusión de instrumentos y mecanismos regulatorios bajo la consideración de un análisis costo-beneficio, que posibiliten, desde el punto de vista económico y en el agregado de los costos de la prestación del servicio público domiciliario, viabilizar una mayor oferta de gas con destino al servicio público domiciliario, con una reducción de los costos a los usuarios.

Lo anterior, en el marco de la continua búsqueda de alternativas que permitan resolver los problemas asociados con la pérdida de oportunidad de la puesta en operación de nuevas fuentes de gas.

Es por esto que la presente propuesta incluye los siguientes instrumentos regulatorios:

i) La posibilidad de llevar a cabo el estampillamiento de parte de la infraestructura de los sistemas de transporte y/o el fraccionamiento de tramos de gasoductos, sustentada en un análisis costo – beneficio;

ii) La posibilidad de llevar a cabo el desarrollo de infraestructura de transporte de gas, entre otras, ampliaciones de capacidad con períodos de remuneración específicos, o por lo menos inferiores a 20 años, donde su destinación este

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

dirigida de manera exclusiva a generar una mayor oferta de productores – comercializadores de gas, considerando el concepto de nueva fuente de suministro;

Finalmente, la presente propuesta regulatoria, dentro de una visión de largo plazo, es decir, más allá del período tarifario de 5 años al que hace referencia el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, adquiere un carácter transitorio, entendido como la visión que se cuenta de la prestación del servicio al finalizar dicho período tarifario, en el que se ha planteado la importancia y pertinencia de una posible migración hacia un esquema de cargos “*entry-exit*”, buscando un carácter neutral en las redes de transporte de gas natural. Esto implica una serie de estudios, análisis y cambios normativos, así como del desarrollo de políticas públicas e instrumentos, los cuales avanzarán en la implementación y desarrollo de dicho esquema, mientras se lleva a cabo la aplicación de la presente metodología.

En este sentido, la presente metodología busca llevar a cabo una actualización de los cargos de transporte, con la inclusión de mayores elementos de eficiencia, tanto dentro de la actividad de transporte de gas natural, así como a lo largo de la cadena de prestación del servicio, sin que la misma restrinja la posibilidad y permita dar inicio al posible tránsito de un nuevo esquema de remuneración y la eventual implementación de un esquema “*entry – exit*”.

En relación con esto, es importante traer como referencia lo expuesto en las conclusiones de la Misión de Transformación Energética, solicitada por el Gobierno Nacional, en la cual se expuso³:

“La propuesta de este documento se basa en establecer como prioridad el incremento de la liquidez en los mercados de molécula, lo que aumenta el número de agentes del mercado negociando el mismo bien. Esto a su vez mejora el nivel de competencia en el mercado, lo que aumenta la eficiencia en la coordinación de actividades. En la experiencia internacional, el modelo principal para facilitar la liquidez en el mercado de molécula es el hub virtual combinado con el sistema entrada-salida (metodología entry-exit). La idea básica detrás de este modelo (que no es solo un modelo de determinación de tarifas sino que es un modelo de definición de las reglas de acceso al sistema de transporte y por lo tanto de estandarización de los puntos de entrega de la molécula) es facilitar la entrada al mercado de gas. Las propuestas contenidas en este documento giran en torno a la idea de implantar un mercado de gas basado en puntos de entrega virtuales”.

(...)

“Coherentemente, el transporte será organizado centralizadamente (common carriage). Esto significa que la remuneración del transportador no depende de la contratación sino de los ingresos reconocidos (Allowed Revenue), que serán pagados por los usuarios a través de las tarifas definidas por la regulación (ver

³ Fuente: <https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24202647/Foco+2+-+Informe+Final.pdf>.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

numeral 4 de este documento para más detalles). Desde el punto de vista de esta sección, esto significa que el acceso a la red de transporte será regulado, y no basado en los términos de la negociación contractual (como ocurriría en el caso de escoger contract carriage). Concretamente, las reglas de acceso serán las correspondientes a las resultantes de la aplicación de la metodología entry-exit”.

En el documento CREG 126 de 2020 se presentan los análisis y las respuestas a los comentarios, observaciones y sugerencias presentadas al proyecto publicado mediante la Resolución CREG 090 de 2016, los ajustes y las modificaciones realizadas a dicha propuesta como parte del proceso de consulta, así como los demás análisis que soportan la presente resolución.

R E S U E L V E:

Título I

Disposiciones generales de la metodología

Capítulo I

Disposiciones generales

Artículo 1. Objeto y ámbito de aplicación. La presente resolución tiene por objeto establecer los criterios generales para determinar la remuneración del servicio de transporte de gas natural. Igualmente, se establecen otras disposiciones en materia de transporte de gas natural que no están relacionadas con la determinación de los cargos regulados de transporte. Se aplicará a todos los agentes que prestan el servicio de transporte de gas natural y a los usuarios del Sistema Nacional de Transporte.

Artículo 2. Definiciones. Para la interpretación y aplicación de la presente resolución se tendrán en cuenta, además de las definiciones establecidas en la Ley 142 de 1994 y en las resoluciones vigentes de la CREG, las siguientes:

Año: Es el período de 365 ó 366 días, según el calendario común.

Capacidad máxima de mediano plazo, CMMP: Es el máximo volumen de gas transportable en un día de gas, para cada año del horizonte de proyección, calculado por el transportador con modelos de dinámica de flujo de gas, utilizando los parámetros técnicos específicos del fluido y del gasoducto, así como los procedimientos y las presiones de entrada y salida que se definen en el Anexo 5 de la presente resolución.

Condición de contraflujo, CCF: Es la condición en la cual hay transacciones comerciales en direcciones opuestas entre sí en un gasoducto del SNT. La Condición de Contraflujo debe garantizar que el flujo físico de gas contratado es posible en una dirección o en la otra del respectivo tramo de gasoducto, sin requerir ampliación de la infraestructura existente. La Condición de Contraflujo no debe afectar las especificaciones de calidad del servicio de aquellos remitentes que pactaron y perfeccionaron contratos con anterioridad a la solicitud de transporte que ocasiona el contraflujo.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Demanda Máxima de Capacidad, DMC: Es el volumen máximo de transporte de gas en un día de un año, expresado en miles de pies cúbicos por día (kpcd).

Demanda Máxima Esperada de Capacidad, DEC: Es la Demanda Máxima de Capacidad, proyectada anualmente por el transportador para el horizonte de proyección, expresado en miles de pies cúbicos por día (kpcd).

Demanda Esperada de Volumen, DEV: Es el volumen anual de gas que se espera transportar, proyectado por el transportador para el horizonte de proyección, expresado en miles de pies cúbicos por año (kpc-año).

Factor de carga, FC: Es la relación entre el volumen de gas transportado en un año y su correspondiente demanda máxima de capacidad multiplicada por un factor de 365 ó 366, según corresponda.

Factor de utilización, FU: Es un indicador de utilización de un tramo o grupo de gasoductos con relación a su utilización potencial máxima. El factor de utilización se calculará de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 3 de la presente resolución.

Factor de utilización normativo: Es el mínimo factor de utilización adoptado por la CREG como criterio de eficiencia para efectos tarifarios.

Fecha base: Es la fecha de referencia para realizar los cálculos tarifarios y determinar flujo de ingresos con base en la información que el transportador presenta a la CREG en cada período tarifario, o cuando realice proyectos del plan de abastecimiento de gas natural en su sistema de transporte, y corresponde al 31 de diciembre del año anterior al año de la solicitud de aprobación de cargos o de la solicitud para ejecutar un proyecto del plan de abastecimiento. Los valores de los cargos y los flujos de ingresos serán expresados en cifras de la Fecha Base.

Gas de empaquetamiento: Es el volumen promedio de gas natural contenido en un sistema de transporte de gas, estimado con base en modelos de dinámica de fluidos a condiciones físicas promedio de operación, que permite el movimiento del fluido transportado por diferencia de presiones. Este gas no debe incluir gas de parqueo.

Gas de parqueo: Es el volumen de gas natural que un remitente entrega al transportador para almacenarlo en el sistema de transporte durante un período acordado entre las partes.

Gasoducto dedicado: Es el conjunto de tuberías y accesorios de propiedad de una persona natural o jurídica que permite la conducción de gas de manera exclusiva para un único consumidor desde un campo de producción, el SNT, un sistema de distribución, un sistema de almacenamiento, o desde una interconexión internacional.

Horizonte de proyección: Es el período de tiempo con una duración igual a la de la vida útil normativa, utilizado para simular el comportamiento de las variables de demanda y de gastos de administración, operación y

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

mantenimiento. El horizonte de proyección se considera a partir de la fecha de la solicitud de aprobación de nuevos cargos.

Índice de precios al consumidor, IPC: Es el índice de precios al consumidor, total nacional, reportado por el DANE.

Índice de precios al productor, IPP: Es el índice de precios al productor de la serie oferta interna publicado mensualmente por el DANE.

Ingresos de corto plazo del transportador, ICPT: Ingresos del transportador provenientes de contratos de servicios de transporte de corto plazo que excedan la capacidad contratada por un remitente, expresados en pesos colombianos.

Inversión existente, IE: Es el valor eficiente de los activos necesarios para la prestación del servicio de transporte de gas natural que fue reconocido en la última aprobación o revisión de cargos. De estos valores se excluye el correspondiente a los activos que no se encuentran en operación al momento de la solicitud tarifaria y activos de IPAT.

Inversiones en aumento de capacidad, IAC: Son los valores eficientes de los proyectos que un transportador prevé desarrollar en cada año del período tarifario con el propósito exclusivo de incrementar la capacidad de su sistema de transporte. Para efectos regulatorios, estos proyectos corresponderán únicamente a *Loops* y compresores que se construirán en el sistema de transporte existente, y deberán estar orientados a atender nueva demanda de capacidad de transporte prevista durante el horizonte de proyección. Se entiende por nueva demanda el aumento en el flujo de gas natural a transportar en un tramo regulatorio.

Loop: Es una línea de gasoducto que se deriva de un gasoducto y se vuelve a conectar al mismo en otro punto, con el objeto de aumentar la capacidad de transporte del respectivo gasoducto.

Mes: Es el período de 28, 29, 30 ó 31 días, según el calendario común.

Parejas de cargos regulados: Es el conjunto de cargos aplicables al servicio de transporte en contratos firmes, que remuneran los costos de inversión reconocidos por la CREG, distribuidos entre un cargo fijo y un cargo variable en diferentes proporciones. Cuando se haga referencia a la determinación de cargos fijos y cargos variables, esto se referirá tanto a las fracciones fija y variable de los cargos (i.e. variables λ_f y λ_v), como a su respectivo valor (i.e. variables CFI_{t,λ_f} y CVI_{t,λ_v}).

Período estándar de pagos al transportador, PEPT: Tiempo durante el cual un transportador incumbente espera recibir el ingreso anual esperado, *IAE*, para remunerar un proyecto de *IPAT*, definido en 20 años. Durante este período el transportador se obliga a operar y mantener el proyecto de *IPAT*, incluyendo el abandono, y a cumplir las demás obligaciones adquiridas con la ejecución del proyecto.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Período tarifario t: Período tarifario regulado por la presente resolución. Este período inicia a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución.

Período tarifario t – 1: Período tarifario regulado por la Resolución CREG 126 de 2010 y aquellas que la han modificado y complementado. El período tarifario t-1 finaliza para cada transportador cuando se calculen los cargos en la primera etapa conforme a las disposiciones de la presente resolución.

Producer Price Index, PPI: Es el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos de América (Serie ID: WPSFD41312).

Programa de nuevas inversiones, PNI: Son los valores eficientes de los proyectos que un transportador prevé poner en operación comercial en cada año del período tarifario, para mantener la continuidad o extender la prestación del servicio de transporte. Para efectos regulatorios, estos proyectos corresponderán únicamente a gasoductos de variantes, de proyectos de red tipo I y proyectos de la red tipo II de transporte. El programa de nuevas inversiones no incluirá las inversiones en proyectos que hagan parte del plan de abastecimiento de gas natural adoptado por el Ministerio de Minas y Energía. La descripción de la red tipo I está incluida en el Artículo 40 y para el tipo II en el Artículo 41 de la presente resolución.

Sistema de transporte existente: Son los activos del SNT para los cuales, a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución, el transportador les aplica cargos regulados.

Servicio de transporte de gas a contraflujo: Es el servicio de transporte de gas en el cual se involucran tramos de gasoductos del SNT que presentan Condición de Contraflujo. Este servicio estará sujeto a las reglas definidas en la Resolución CREG 071 de 1999 o aquellas que la complementen o modifiquen.

Sistema troncal de transporte, STT: Es el tramo o grupo de gasoductos del SNT, con diámetros iguales o superiores a 16 pulgadas, derivados de puntos de entrada de campos de producción o de puntos de transferencia de otro(s) sistema(s) de transporte, a través de los cuales se transporta gas hasta Sistemas Regionales de Transporte, mercados relevantes de comercialización, la conexión de usuario(s) no regulado(s), otro(s) sistema(s) de transporte y sistemas de almacenamiento. Esta definición se utilizará únicamente para efectos de aplicar el factor de utilización normativo.

Sistema regional de transporte, SRT: Es el tramo o grupo de gasoductos del SNT, con diámetros inferiores a 16 pulgadas, derivados de sistemas troncales de transporte, puntos de entrada de campos de producción o puntos de transferencia de otros sistemas de transporte, a través de los cuales se transporta gas hasta otro(s) sistema(s) regional(es) de transporte, mercados relevantes de comercialización, la conexión de usuarios no regulados o sistemas de almacenamiento. También aquellos que permiten transportar gas natural entre dos o más mercados relevantes de comercialización. Los sistemas regionales de transporte no incluirán activos pertenecientes a sistemas de

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

distribución. Esta definición se utilizará únicamente para efectos de aplicar el factor de utilización normativo.

Tasa Promedio de Costo de Capital Remunerado por Servicios de Capacidad

– **Tkc:** Es la tasa que se utilizará para el cálculo de los cargos de transporte que permiten remunerar los costos de inversión y los gastos de administración, operación y mantenimiento, reconocidos por la CREG, a través de cargos fijos por derechos de capacidad firme.

Tasa Promedio de Costo de Capital Remunerado por Servicios de Volumen

– **Tkv:** Es la tasa que se utilizará para el cálculo de los cargos de transporte que permiten remunerar los costos de inversión reconocidos por la CREG, a través de cargos variables por volumen transportado.

Tasa Promedio de Costo de Capital Remunerado para proyectos de los Planes de Abastecimiento de Gas -PAG – Tkip:

Es la tasa que se utilizará para el cálculo de los cargos de transporte que permiten remunerar los costos de inversión reconocidos por la CREG, a los proyectos PAG.

Tasa representativa del mercado, TRM: Tasa de cambio certificada por la Superintendencia Financiera, expresada en pesos colombianos por dólar de los Estados Unidos de América.

Vida útil normativa, VUN: Es el período de 20 años, del cual dispone el transportador, de acuerdo con la regulación, para recuperar el valor eficiente de la inversión. Vencido este período se asumirá para todos los efectos que el valor eficiente de la inversión reconocida fue remunerado en su totalidad. Para el caso de los activos que forman parte de las IAC para el nuevo período tarifario, este período de 20 años se contará a partir de la entrada en operación de los activos IAC correspondientes. Para aquellos gasoductos construidos bajo esquema contractual de BOMT, se mantendrá el período de treinta (30) años para la vida útil normativa.

Artículo 3. Cálculo del factor de utilización. Para la determinación del factor de utilización se utilizará la siguiente ecuación:

$$FU_x = \frac{\sum_b^e DMC + \sum_{e+1}^y DEC}{\sum_b^e CM + \sum_{e+1}^y CME}$$

Donde:

FU_x : Factor de utilización para el tramo o grupo de gasoductos x .

DMC : Demanda máxima de capacidad real, reportada por el transportador, para cada uno de los años del período comprendido entre el año b y el año e . En caso de que el transportador no reporte esta información, la Comisión tendrá en cuenta la mejor información disponible. Esta demanda deberá ser mayor o igual a la máxima capacidad contratada para cada uno de los años comprendidos entre el año b y el año e . Expresada en kpcd.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

DEC: Demanda máxima esperada de capacidad, para cada uno de los años del período comprendido entre el año $e + 1$ y el año y . Esta demanda deberá ser mayor o igual a la máxima capacidad contratada para cada uno de los años comprendidos entre el año $e + 1$ y el año y . Expresada en kpcd.

CM: Es el máximo volumen de gas transportable en un día de gas, para cada uno de los años del período comprendido entre el año b y el año e . En caso de que el transportador no reporte esta información, la Comisión tendrá en cuenta la mejor información disponible. Expresado en kpcd.

CME: Es el máximo volumen de gas esperado transportable en un día de gas, para cada uno de los años del período comprendido entre el año $e + 1$ y el año y , calculado por el transportador con modelos de dinámica de flujo de gas, utilizando los parámetros técnicos específicos del fluido y del gasoducto, así como los procedimientos y las presiones de entrada y salida que se definen en el Anexo 5 de la presente resolución. Expresado en kpcd.

b : Es el primer año de la vida útil normativa del tramo o grupo de gasoductos x . En caso de que se haya ampliado la capacidad de ese tramo o grupo de gasoductos, a través de compresores o *loops*, la variable b corresponderá al resultado de calcular el promedio entre el primer año de vida útil normativa del tramo o grupo de gasoductos x , y el primer año de vida útil normativa de la ampliación.

e : Es el último año del período tarifario $t - 1$.

y : $y = b + 20$

Parágrafo 1. El transportador deberá reportar las anteriores variables, debidamente soportadas con criterios técnicos objetivos, tales como escenarios macroeconómicos, infraestructura prevista, análisis de mercado, contratos de transporte, entre otros.

Parágrafo 2. En el cálculo de factor de utilización no se incluirán cantidades de las variables *DMC*, *DEC*, *CM* y *CME* que resulten de la ejecución de proyectos de plan de abastecimiento de gas natural definido en el artículo 2.2.2.2.28 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el Decreto 2345 del mismo año, o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.

Parágrafo 3. Cuando un tramo o grupo de gasoductos termine su primer período de vida útil normativa, el factor de utilización se volverá a contabilizar a partir del siguiente período de vida útil normativa. Si el tramo o grupo de tramos tuvo ampliaciones dentro del período tarifario anterior ($t-1$), se considera para el cálculo del factor de utilización contar el primer período de vida útil normativa a partir del valor de la variable b promediada.

Artículo 4. Aplicación gradual de la Metodología. La presente metodología se aplicará de manera gradual, para lo cual se contará con dos etapas. En la primera etapa el transportador deberá aplicar la presente metodología siguiendo

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

el procedimiento descrito en el Título II para determinar los cargos regulados. Este procedimiento estará vigente hasta la expedición de los cargos que, como parte de la segunda etapa, expida la Comisión.

Título II Primera etapa de la metodología

Artículo 5. Primera Etapa. A partir del mes siguiente a la entrada en vigencia de la presente resolución, los agentes transportadores deberán aplicar el procedimiento que se describe en los siguientes literales para el cobro de los cargos de transporte, de manera mensual y hasta que la CREG defina los cargos en la segunda etapa de aplicación de la presente metodología y estos se encuentren en firme. La aplicación de este procedimiento reemplazará los cargos regulados vigentes definidos con base en la resolución CREG 126 de 2010.

a) **Procedimiento para calcular los valores de la base de activos en dólares americanos al 31 de diciembre de 2019:** En cada tramo regulatorio o grupo de gasoductos, de acuerdo con la resolución particular que se encuentre vigente aplica para el sistema de transporte, calculan los valores de las inversiones que están en los respectivos cargos en dólares americanos a 31 de diciembre de 2019, conforme la siguiente expresión:

$$IE_a^p = IE_{ba}^p \times \frac{PPI_a}{PPI_{ba}}$$

$$PNI_a^p = PNI_{ba}^p \times \frac{PPI_a}{PPI_{ba}}$$

$$IAC_a^p = IAC_{ba}^p \times \frac{PPI_a}{PPI_{ba}}$$

Donde:

IE_a^p : Valores de las inversiones en dólares americanos en la fecha a .

IE_{ba}^p : Valores de las inversiones en dólares americanos en los cargos vigentes en la fecha ba , conforme a la resolución particular aprobada y sus modificaciones, en aplicación de la Resolución CREG 126 de 2010. Este valor corresponde a lo definido como IE_t en el artículo 5 de la Resolución CREG 126 de 2010.

PNI_a^p : Valores del programa de nuevas inversiones en dólares americanos en la fecha a .

PNI_{ba}^p : Valores del programa de nuevas inversiones en dólares americanos en los cargos vigentes en la fecha ba , conforme a la resolución particular aprobada y sus modificaciones, en aplicación de la Resolución CREG 126 de 2010. Este valor corresponde a lo definido como PNI_t en el artículo 6 de la Resolución CREG 126 de 2010.

IAC_a^p : Valores de las inversiones en aumento de capacidad en dólares americanos en la fecha a .

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

IAC_{ba}^p : Valores de las inversiones en aumento de capacidad en dólares americanos en los cargos vigentes en la fecha ba , conforme a la resolución particular aprobada y sus modificaciones, en aplicación de la Resolución CREG 126 de 2010. Este valor corresponde a lo definido como IAC_t en el artículo 7 de la Resolución CREG 126 de 2010.

PPI_a : Es el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos de América (Serie ID: WPSFD41312) para la fecha .

PPI_{ba} : Es el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos de América (Serie ID: WPSFD41312) para la fecha ba .

p : Aplicación de la primera etapa de la metodología.

a : Diciembre 31 de 2019.

ba : Fecha base en la que están los cargos aprobados con la Resolución CREG 126 de 2010.

b) **Procedimiento para calcular los valores de la base de activos en dólares americanos del 31 de diciembre de 2019 a pesos colombianos a 31 de diciembre de 2019:** A partir del procedimiento indicado en el numeral anterior, calcular los valores de las inversiones en pesos colombianos a 31 de diciembre de 2019, conforme a la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} IE_{a,COP}^p &= IE_a^p \times TRM_a \\ PNI_{a,COP}^p &= PNI_a^p \times TRM_a \\ IAC_{a,COP}^p &= IAC_a^p \times TRM_a \end{aligned}$$

Donde:

$IE_{a,COP}^p$: Valores de las inversiones existentes en pesos colombianos en la fecha a .

IE_a^p : Valores de las inversiones existentes en dólares americanos en los cargos actuales, conforme a la resolución particular aprobada con la Resolución CREG 126 de 2010.

$PNI_{a,COP}^p$: Valores del programa de nuevas inversiones en pesos colombianos en la fecha a .

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

PNI_a^p : Valores del programa de nuevas inversiones en dólares americanos en los cargos actuales, conforme a la resolución particular aprobada con la Resolución CREG 126 de 2010.

$IAC_{a,COP}^p$: Valores de las inversiones en ampliación de capacidad en pesos colombianos en la fecha a .

IAC_a^p : Valores de las inversiones en ampliación de capacidad en dólares americanos en los cargos actuales, conforme a la resolución particular aprobada con la Resolución CREG 126 de 2010.

TRM_a : Tasa representativa del mercado en la fecha a .

p : Aplicación de la primera etapa de la metodología.

a : Diciembre 31 de 2019.

c) **Procedimiento para calcular los valores de los gastos de administración, operación y mantenimiento, AOM, en pesos colombianos del 31 de diciembre de 2019:** En cada tramo regulatorio o grupo de gasoductos, de acuerdo con la resolución particular que actualmente aplica para el sistema de transporte, calcular los valores de los AOM que están en los respectivos cargos, en pesos colombianos a 31 de diciembre de 2019, conforme la siguiente expresión:

$$AOM_{i,a}^p = AOM_{i,ba} \times \frac{IPC_a}{IPC_{ba}}$$

Donde:

$AOM_{i,a}^p$: Gasto de AOM en pesos colombianos del año i en la fecha a .

$AOM_{i,ba}$: Gasto de AOM en pesos colombianos del año i en la fecha ba . Aprobados en los cargos vigentes en la fecha ba , conforme a la resolución particular aprobada con la Resolución CREG 126 de 2010. Este valor corresponde a la variable AOM_{s_t} definida en el numeral 15.4 del artículo 15 de la Resolución CREG 126 de 2010.

IPC_a : Índice de precios al consumidor total nacional reportado por el DANE en la fecha a .

IPC_{ba} : Índice de precios al consumidor total nacional reportado por el DANE en la fecha ba .

a : Diciembre 31 de 2019.

ba : Fecha base en la que están los cargos aprobados con la Resolución CREG 126 de 2010.

p : Aplicación de la primera etapa de la metodología.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

d) **Procedimiento para la estimación de los cargos a 31 de diciembre de 2019:** Cada transportador, para cada tramo regulatorio o grupo de gasoductos, teniendo en cuenta las instrucciones señaladas en los numerales anteriores, seguirá el siguiente procedimiento:

- i. **Cargos fijos.** Utilizando la información de inversión y de AOM señalada en los literales b) y c), y la información de demanda de capacidad y de volumen actualmente incluida en los cargos vigentes, se debe aplicar la siguiente ecuación para el cálculo de los cargos fijos que remuneran la inversión existente, IE_a^p , e inversiones del PNI^p :

$$IE_f^p = IE_a^p + VP(PNI_{a,COP}^p, IAC_{a,COP}^p, Tkc)$$

$$CFI_{\lambda_f}^p = \frac{IE_f^p \lambda_f}{VP(CAP_{a,i}^p, Tkc)}$$

$$CAP_{a,i}^p = DEC_{a,i}^p + \sum_{Pr} DEC_IAC_{Pr,k}^p$$

Donde:

IE_f^p : Valores de las inversiones para la componente fija existentes en pesos colombianos en la fecha a.

$CFI_{\lambda_f}^p$: Cargo fijo correspondiente al valor λ_f que remunera costos de inversión para el período tarifario p , expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpcd-año.

λ_f : Corresponde a los siguientes valores: 0; 0,20; 0,40; 0,50; 0,60; 0,70; 0,80; 0,85; 0,90; 0,92; 0,94; 0,96; 0,98 y 1.

IE_a^p : Valores de las inversiones existentes en pesos colombianos en la fecha a.

$DEC_{a,i}^p$: Demanda anual esperada de capacidad para el año i asociada a inversión existente, IE_a^p , expresada en kpcd-año. De acuerdo con lo establecido en el artículo 9 de la Resolución CREG 126 de 2010.

$DEC_IAC_{Pr,k}^p$: Demanda anual esperada de capacidad para el año k , de cada proyecto Pr , asociada a las IAC, expresada en kpcd-año. De acuerdo con lo establecido en el artículo 9 de la Resolución CREG 126 de 2010.

$CAP_{a,i}^p$: Demanda anual esperada de capacidad total para el año i , expresada en kpcd-año.

$PNI_{a,COP}^p$: Valores del programa de nuevas inversiones en pesos colombianos en la fecha a.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

$IAC_{a,COP}^p$: Valores de las inversiones en ampliación de capacidad en pesos colombianos en la fecha a .

$VP(PNI_{a,COP}^p, IAC_{a,COP}^p, Tkc)$: Valor presente de $PNI_{a,COP}^p$ e $IAC_{a,COP}^p$ descontado a la tasa Tkc .

$VP(CAP_{a,i}^p, Tkc)$: Valor presente del $CAP_{a,i}^p$, descontado a la tasa Tkc .

p : Aplicación de la primera etapa de la metodología.

pr : Proyecto IAC.

k : Corresponde al año en el que se incluyeron inversiones IAC aprobadas en los cargos vigentes entre los años 1 a 5.

a : Diciembre 31 de 2019.

- ii. **Cargos variables.** Utilizando la información de inversión y de AOM señalada en los literales b) y c), y la información de demanda de capacidad y de volumen actualmente incluida en los cargos vigentes, se debe aplicar la siguiente ecuación para el cálculo de los cargos variables que remuneran la inversión existente, IE_a^p , e inversiones del PNI^p :

$$IE_v^p = IE_a^p + VP(PNI_{a,COP}^p, IAC_{a,COP}^p, Tkv)$$

$$CVI_{\lambda_v}^p = \frac{IE_v^p \lambda_v}{VP(VOL_{a,i}^p, Tkv)}$$

$$VOL_{a,i}^p = DEV_{a,i}^p + \sum_{Pr} DEV_{Pr,i}^{p,IAC}$$

Donde:

IE_v^p : Valores de las inversiones para la componente variable existentes en pesos colombianos en la fecha a .

$CVI_{\lambda_v}^p$: Cargo variable correspondiente al valor λ_v que remunera costos de inversión para el período tarifario p , expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpc.

λ_v : Corresponderá a $1 - \lambda_f$.

IE_a^p : Valores de las inversiones en dólares americanos en la fecha a . Estos valores corresponden a los que están en las siguientes variables: IE_{t-1} .

$DEV_{a,i}^p$: Demanda anual esperada de volumen asociada a inversión existente para el año i expresada en kpc-año.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

$DEV_{Pr,k}^{p,IAC}$: Demanda anual esperada de volumen para el año k , de cada proyecto Pr , asociada a las IAC, expresada en kpc-año. De acuerdo con lo establecido en el artículo 9 de la Resolución CREG 126 de 2010.

$VOL_{a,i}^p$: Demanda anual esperada de volumen total para el año i , expresada en kpc.

$PNI_{a,COP}^p$: Valores del programa de nuevas inversiones en pesos colombianos en la fecha a .

$IAC_{a,COP}^p$: Valores de las inversiones en ampliación de capacidad en pesos colombianos en la fecha a .

$VP(PNI_{a,COP}^p, IAC_{a,COP}^p, Tkv)$: Valor presente de $PNI_{a,COP}^p$ e $IAC_{a,COP}^p$ descontado a la tasa Tkv .

$VP(VOL_{a,i}^p, Tkv)$: Valor presente del $VOL_{a,i}^p$, descontado a la tasa Tkv .

p : Aplicación de la primera etapa de la metodología.

pr : Proyecto de las IAC.

k : Corresponde al año en el que se incluyeron inversiones IAC aprobadas en los cargos vigentes entre los años 1 a 5.

- iii. **Cargos fijos que remuneran los gastos de AOM de inversión existente, programa de nuevas inversiones e inversiones de ampliación de capacidad para la primera etapa.** Utilizando la información actualizada de inversión y de AOM señalada en los literales b) y c), y la información de demanda de capacidad y de volumen actualmente incluida en los cargos vigentes, se debe aplicar la siguiente ecuación para el cálculo de los cargos fijos que remuneran los gastos de AOM:

$$CFAOM^p = \frac{VP(AOM_{a,i}^p, Tkc)}{VP(CAP_{a,i}^p, Tkc)}$$

Donde:

$CFAOM^p$: Cargos fijos que remuneran los gastos de AOM de inversión existente, programa de nuevas inversiones e inversiones de ampliación de capacidad para el período tarifario p , expresados en pesos colombianos de la fecha base por kpcd-año.

$VP(AOM_{i,a}^p, Tkc)$: Valor presente de Gasto de AOM en pesos colombianos del año i en la fecha a , descontado a la tasa Tkc .

CAP_a^p : Demanda anual esperada de capacidad total, expresada en kpcd-año.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

$VP(CAP_a^p, Tkc)$: Valor presente del $CAP_{t,a}^p$, descontado a la tasa Tkc .

p : Aplicación de la primera etapa de la metodología.

a : Diciembre 31 de 2019.

e) **Aplicación de los cargos de la primera etapa calculados por el agente, publicación y reporte.:** Cada uno de los transportadores aplicará mensualmente los cargos calculados resultado de la aplicación del procedimiento anterior, conforme a los literales anteriores de este artículo, para lo cual deberán:

- i. Publicar mensualmente los cargos calculados en pesos colombianos, tanto de inversión como de AOM, en sus respectivos BEO, además de enviar a cada uno de los remitentes una comunicación anunciando los nuevos cargos, y su publicación en un diario de amplia circulación en las zonas donde están ubicados sus remitentes. Se deberá indicar la fecha a partir de la cual quedarán vigentes.
- ii. Reportar a la SSPD, en los formatos que esta defina dentro del SUI, la información con la cual se calculan los nuevos cargos, con el fin de que esta entidad pueda hacer las actividades en el ámbito de sus competencias.
- iii. Enviar una comunicación formal a la SSPD y a la CREG, en donde incluya la memoria de cálculo y los soportes de publicación de los nuevos cargos.

Título III
Segunda etapa de la metodología
Capítulo I
Variables para fijar los cargos regulados

Artículo 6. Cálculo de las variables para la fijación de cargos regulados.

Este capítulo define las variables que se utilizarán para la determinación de los cargos y del ingreso regulado, acorde a las ecuaciones y fórmulas establecidas en la presente resolución.

Artículo 7. Inversión existente, IE_t . Para la determinación de la inversión existente se utilizará la siguiente ecuación:

$$IE_f^s = IE_f^p \times \frac{IPP_{fb}}{IPP_a}$$

$$IE_v^s = IE_v^p \times \frac{IPP_{fb}}{IPP_a}$$

Donde:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

IE_f^p :	Valor de la componente fija de la inversión existente para el período tarifario t , expresado en pesos colombianos de la fecha base.
IE_f^s :	Valor de la componente fija de las inversiones existentes en pesos colombianos, ajustados a la fecha base con IPP.
IE_v^p :	Valor de la componente variable de la inversión existente para el período tarifario t , expresado en pesos colombianos de la fecha base.
IE_v^s :	Valores de las inversiones para la componente variable existentes en pesos colombianos, ajustados a la fecha base con IPP.
TRM_{fb} :	Tasa representativa del mercado en la fecha base.
bop :	Fecha en la que las $IFPNI_{t-1}$ entraron en operación comercial.
ba :	Fecha Base en la que están los cargos aprobados con la Resolución CREG 126 de 2010.
a :	Diciembre 31 de 2019.
fb :	Fecha Base para los cargos calculados en la segunda etapa.
IPP_{fb} :	Índice de Precios al Productor Oferta Interna, reportado por el DANE para la fecha base.
IPP_a :	Índice de Precios al Productor Oferta Interna, reportado por el DANE para el mes de diciembre de 2019.

Para la estimación de las variables de esta ecuación se tendrán en cuenta los siguientes elementos:

- Si se trata de obras de geotecnia, la Comisión analizará la razonabilidad de incluir dichos valores en la base tarifaria, teniendo en cuenta los siguiente criterios: (i) que estén debidamente justificados; ii) que al momento de realizar la obra, el gasoducto sobre el cual se realizó tenga más de diez años de haber entrado en operación comercial; (iii) no se incluirán valores de obras de geotecnia en gasoductos que cumplieron su vida útil normativa en el período tarifario $t - 1$; y, (iv) valores que estén cubiertos con pólizas de seguros.
- Bajo ninguna circunstancia se incluirá, en el monto de las inversiones existentes, aquellos activos propios de la operación retirados del servicio. En todo caso, en la solicitud tarifaria, dichos retiros deberán: (i) ser declarados de conformidad con el procedimiento establecido en el numeral 4.4.4 del RUT, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan; (ii) observar las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 080 de 2019, sin perjuicio de que la Comisión pueda considerarlos retirados con base en información que tenga disponible; e, (iii) informar de dicho retiro a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

- c) La Comisión podrá realizar auditorías para verificar el inventario de los activos que se encuentren en operación, y que sean declarados por el transportador en su solicitud tarifaria.

Parágrafo 1. Se excluirán de la inversión existente los terrenos e inmuebles relacionados con sedes administrativas, bodegas y talleres. Dichos terrenos e inmuebles se remunerarán como un gasto de *AOM*.

Parágrafo 2. Los terrenos sobre los que están construidas estaciones de compresión se excluirán de la inversión a reconocer, cuando la respectiva estación de compresión cumpla su vida útil normativa. Dichos terrenos e inmuebles se remunerarán como un gasto de *AOM*. Mientras este terreno se reconozca en el valor de inversión, en los cargos no se reconocerá valor alguno por concepto de arrendamiento y/o cualquier otro costo asociado al terreno.

Parágrafo 3. Los terrenos sobre los que se construyan nuevas estaciones de compresión, a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, no se incluirán en la inversión a reconocer. Dichos terrenos e inmuebles se remunerarán como un gasto de *AOM*.

Artículo 8. Inversión $IFPNI_t$ e INO_t^s . Para la determinación de la inversión $IFPNI_t$ e INO_t^s se utilizará la siguiente ecuación:

$$I_{t,f} = IFPNI_t - INO_t^s$$

$$I_{t,v} = IFPNI_t - INO_t^s$$

$$IFPNI_t = \left(IFPNI_{t-1} \times \frac{PPI_{fb}}{PPI_{bop}} \right) \times TRM_{fb}$$

$$INO_t^s = \left(INO_{t,p} \times \frac{IPP_{fb}}{IPP_a} \right)$$

$I_{t,f}$: Es el balance de la parte fija de las inversiones $IFPNI_t$ e INO_t^s que no están en los cargos vigentes.

$I_{t,v}$: Es el balance de la parte variable de las inversiones $IFPNI_t$ e INO_t^s que no están en los cargos vigentes.

$IFPNI_{t-1}$: Valor eficiente de las inversiones que fueron ejecutadas en el período tarifario $t - 1$, y que no estaban incluidas en el programa de nuevas inversiones o en el plan de abastecimiento de gas natural en un sistema de transporte, que estén y continúen en operación comercial en el periodo t , siempre y cuando estén justificadas, y en criterio de la Comisión, se consideren necesarias en el SNT para la atención del servicio público domiciliario de gas natural. Este valor se expresará en dólares americanos de la fecha *bop*.

$IFPNI_t$: Valor eficiente de las inversiones que fueron ejecutadas en el período tarifario $t - 1$, y no estaban incluidas en el programa de nuevas

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

inversiones o en el plan de abastecimiento de gas natural en un sistema de transporte, que estén y continúen en operación comercial en el periodo t , siempre y cuando estén justificadas, y en criterio de la Comisión se consideren necesarias en el SNT para la atención del servicio público domiciliario de gas natural. Este valor se expresará en pesos colombianos de la fecha base.

$INO_{t,p}$: Valor de las inversiones reconocidas en IE_{t-1} , IAC_{t-1} y PNI_{t-1} que no estén o no continúen en operación comercial en el período tarifario t . También corresponde al valor de inversiones que se retiran de la base tarifaria por la ejecución de variantes. Este valor esta expresado en pesos colombianos de diciembre 31 de 2019.

INO_t^s : Valor de las inversiones reconocidas en IE_{t-1} , IAC_{t-1} y PNI_{t-1} que no estén o no continúen en operación comercial en el período tarifario t . También corresponde al valor de inversiones que se retiran de la base tarifaria por la ejecución de variantes. Este valor se expresará en pesos colombianos de la fecha base.

a) **Para la estimación de la variable $IFPNI_{t-1}$:** el transportador deberá declarar a la Comisión los valores eficientes de los activos respectivos, y las fechas de entrada en operación de los mismos. Estos valores deberán corresponder a activos que claramente se asocien al rubro de inversiones que se remuneran en la vida útil normativa, y no al rubro de gastos de administración, operación y mantenimiento. Tampoco podrán corresponder a activos que busquen reemplazar infraestructura existente antes de terminar su vida útil normativa.

i. Cuando se trate de activos distintos a gasoductos y estaciones de compresión, la Comisión determinará el valor eficiente de estas inversiones a partir de costos eficientes de otros activos comparables u otros criterios de que disponga.

ii. Para el caso de gasoductos y estaciones de compresión, la Comisión determinará el valor eficiente de estas inversiones a partir del mecanismo de valoración establecido en el Anexo 1 de la presente resolución. Para determinar el valor eficiente el transportador deberá declarar la información de que trata el Anexo 2 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

Artículo 9. Programa de nuevas inversiones, PNI_t . Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

a) El transportador reportará a la Comisión las variantes y extensiones tipo II que prevé poner en operación comercial durante el período tarifario t . Así mismo, deberá declarar la fecha de entrada en operación de estos activos, y la información de que trata el Anexo 2 de la presente resolución.

b) La Comisión determinará el valor a reconocer por estos activos a partir del mecanismo de valoración establecido en el Anexo 1 y la información reportada

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

según el Anexo 2 de la presente resolución. Estos valores corresponderán a las inversiones del programa de nuevas inversiones, PNI_t , que se dividirán en:

- i. Inversiones en gasoductos de la red tipo II de transporte, $PNI_{II,t}$;
- ii. Inversiones en variantes, $PNI_{v,t}$.

Las inversiones de $PNI_{v,t}$ no podrán corresponder a gasoductos que busquen reemplazar infraestructura existente antes de terminar su vida útil normativa, o a gasoductos que cumplirán su vida útil normativa en el período tarifario t .

Las inversiones de $PNI_{v,t}$ se incluirán en las resoluciones de los nuevos cargos adoptados con base en la metodología de la presente resolución en el momento de su entrada en operación comercial, para lo cual se deberá restar de la base tarifaria el valor del tramo de gasoducto que se reemplace con la variante debidamente justificada.

Las inversiones de $PNI_{II,t}$ se incluirán en los cargos regulados que adopte la Comisión conforme se establece en el Artículo 10 de la presente resolución, una vez entren en operación comercial.

Cuando un gasoducto incluido en el programa de nuevas inversiones, PNI_t , entre en operación, el transportador deberá declarar a la Comisión el costo real del respectivo activo. Estos valores se deberán declarar en los formatos del Anexo 3 de la presente resolución, y deberán estar expresados en pesos colombianos de la fecha base.

Si el valor real es distinto del valor $PNI_{v,t}$ o $PNI_{II,t}$ aprobado en las resoluciones de los nuevos cargos adoptados con base en la metodología de la presente resolución, o en las resoluciones de cargos particulares que remuneren las inversiones de $PNI_{II,t}$, para cada gasoducto, la Comisión determinará un valor ajustado $PNI_{v,t}^a$ o $PNI_{II,t}^a$, así:

$$PNI_{v,t} \text{ o } PNI_{II,t} = \begin{cases} Apr - \frac{Apr - Real}{2} & \text{si } Real \leq Apr \\ Apr + \frac{Real - Apr}{2} & \text{si } Apr < Real \leq 1,3 \times Apr \\ 1,15 * Apr & \text{si } Real > 1,3 \times Apr \end{cases}$$

Donde *Real* debe ajustarse así:

$$Real = Real_{opr} \times \frac{IPP_{fb}}{IPP_{opr}}$$

Donde:

$PNI_{v,t}$: Valor ajustado de la inversión en variantes. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

- $PNI_{II,t}$: Valor ajustado de la inversión en gasoductos tipo II. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.
- Apr : Valor aprobado para el gasoducto determinado con base en lo establecido en el Anexo 1 y en la información reportada según el Anexo 2 de la presente resolución, y aprobado en el programa de nuevas inversiones, PNI_t . Este valor estará expresado en pesos colombianos de la Fecha Base.
- $Real$: Valor real del gasoducto determinado con base en la información reportada por el transportador en el formato del Anexo 3 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.
- $Real_{opr}$: Valor real del gasoducto determinado con base en la información reportada por el transportador en el formato del Anexo 3 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha de puesta en operación comercial.
- IPP_{fb} : Índice de Precios al Productor Oferta Interna, reportado por el DANE para la fecha base.
- IPP_{oper} : Índice de Precios al Productor Oferta Interna, reportado por el DANE para el mes de diciembre del año en que entró en operación comercial la variante.

- c) El transportador, en su solicitud de cargos, deberá informar el cronograma para proyectos del programa de nuevas inversiones.

En el plazo definido en el literal b) del Artículo 24, el transportador deberá entregar un cronograma en formato Microsoft Project, en el que se incluya el diagrama Gantt correspondiente a cada proyecto del PNI. Este cronograma deberá ser reportado a la SSPD para lo relativo a su competencia.

En caso de modificaciones a las fechas de puesta en operación comercial establecidas en el cronograma de cada proyecto del PNI, el transportador deberá comunicar formalmente los cambios y la justificación de los mismos a la Comisión y a la SSPD.

Parágrafo 1. Se excluirán del programa de nuevas inversiones los terrenos e inmuebles relacionados con sedes administrativas, bodegas y talleres. Los terrenos e inmuebles que se requieran exclusivamente para la prestación del servicio de transporte de gas se remunerarán como un gasto de *AOM*.

Parágrafo 2. La Comisión incluirá en los cargos regulados los valores de $PNI_{v,t}^a$ de acuerdo con lo establecido en los numerales 18.5 y 18.2 del Artículo 18 de la presente resolución.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Parágrafo 3. Los valores eficientes que se determinen aplicando lo dispuesto en este artículo incluyen costos ambientales, sociales, de abandono y contingencias estándar.

Parágrafo 4. La vida útil normativa de los activos $PNI_{II,t}^a$, se empezará a contar a partir de la entrada en vigencia de los cargos que remuneren la respectiva inversión.

Parágrafo 5. La Comisión podrá auditar la información declarada en el Anexo 3 de la presente resolución, y solicitar información adicional si así lo considera.

Parágrafo 6. Cuando se trate de inversiones de $PNI_{v,t}$, el valor ajustado $PNI_{v,t}^a$ se determinará únicamente para aquellas variantes con longitudes superiores o iguales a 1 kilómetro, y diámetros nominales iguales o mayores a 2 pulgadas. Para los gasoductos que no cumplan estas condiciones se mantendrá el valor de $PNI_{v,t}$, y $PNI_{II,t}$. según sea el caso.

Artículo 10. Ejecución de extensiones de la red tipo II de transporte. A partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, se refiere a los gasoductos de la red tipo II de transporte de gas natural. Estos cargos se determinarán con sujeción a las disposiciones contenidas en la Resolución 141 de 2011, por la cual se establecen las disposiciones para la aplicación de los criterios de análisis para la inclusión de inversiones en extensiones de la red tipo II de transporte de gas natural dentro del cálculo tarifario de tramos o grupos de gasoductos existentes.

Artículo 11. Inversiones en aumento de capacidad, IAC_t . Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

- a) El transportador declarará a la Comisión las inversiones en aumento de capacidad que prevé poner en operación durante el período tarifario t , expresado en pesos colombianos de la fecha base. Así mismo, deberá declarar la fecha de entrada en operación de estos activos, y la información de que trata el Anexo 2 de la presente resolución.
- b) La Comisión determinará el valor a reconocer por estos activos a partir del mecanismo de valoración establecido en el Anexo 1 y la información reportada según el Anexo 2 de la presente resolución. Estos valores corresponderán a las inversiones en aumento de capacidad, IAC_t , que deberán quedar aprobados en las resoluciones de los nuevos cargos adoptados con base en la metodología de la presente resolución, expresados en pesos colombianos de la fecha base.

Cuando un gasoducto o una estación de compresión incluida en las inversiones en aumento de capacidad, IAC_t , entre en operación, el transportador deberá declarar a la Comisión el costo real del respectivo activo. Estos valores se deberán declarar en los formatos del Anexo 3 de la presente resolución, y deberán estar expresados en pesos colombianos de la fecha base.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Si el valor real es distinto del valor IAC_t aprobado en las resoluciones de los nuevos cargos adoptados con base en la metodología de la presente resolución, para cada gasoducto o estación de compresión, la Comisión determinará un valor ajustado IAC_t^a , así:

$$IAC_t = \begin{cases} Apr - \frac{Apr - Real}{2} & \text{si } Real \leq Apr \\ Apr + \frac{Real - Apr}{2} & \text{si } Apr < Real \leq 1,3 \times Apr \\ 1,15 * Apr & \text{si } Real > 1,3 \times Apr \end{cases}$$

Donde Real se ajusta así:

$$Real = Real_{opr} \times \frac{IPP_{fb}}{IPP_{opr}}$$

Donde:

IAC_t : Valor ajustado de inversión en aumento de capacidad correspondiente a un gasoducto o a una estación de compresión. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

Apr : Valor aprobado para el gasoducto o la estación de compresión determinado con base en lo establecido en el Anexo 1 y en la información reportada según el Anexo 2 de la presente resolución, y aprobado en inversiones en aumento de capacidad, IAC_t . Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

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

$Real_{opr}$: Valor real del gasoducto determinado con base en la información reportada por el transportador en el formato del Anexo 3 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha de puesta en operación comercial.

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

IPP_{oper} : Índice de Precios al Productor Oferta Interna, reportado por el DANE para el mes de diciembre del año en que entró en operación comercial la variante.

c) El transportador, en su solicitud de cargos, deberá informar el cronograma para inversiones en ampliación de capacidad.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

En el plazo definido en el literal b) del Artículo 24 de la presente resolución, el transportador deberá entregar un cronograma en formato Microsoft Project, en el que se incluya el diagrama Gantt correspondiente a inversiones en aumento de capacidad. Este cronograma deberá ser reportado a la SSPD para lo relativo a su competencia.

En caso de modificaciones a las fechas de puesta en operación comercial establecidas en el cronograma de inversiones en aumento de capacidad, el transportador deberá comunicar formalmente los cambios y la justificación de los mismos a la Comisión y a la SSPD.

Parágrafo 1. Se excluirán de las inversiones en aumento de capacidad los terrenos e inmuebles relacionados con sedes administrativas, bodegas y talleres. Los terrenos e inmuebles que se requieran exclusivamente para la prestación del servicio de transporte de gas se remunerarán como un gasto de *AOM*.

Parágrafo 2. La Comisión incluirá en los cargos regulados, los valores de IAC_t^a de acuerdo con lo establecido en el último inciso del numeral 18.2 del Artículo 18 de la presente resolución. En los cálculos tarifarios no se incluirán inversiones de *IAC* que no hayan entrado en operación. La vida útil normativa para estos activos se empezará a contar a partir de la entrada en vigencia de los cargos que remuneren la respectiva inversión.

Parágrafo 3. Los valores eficientes que se determinen aplicando lo dispuesto en este artículo incluyen costos ambientales, sociales, de abandono y contingencias estándar.

Parágrafo 4. La Comisión podrá auditar la información declarada en el Anexo 3 de la presente resolución, y solicitar información adicional si así lo considera.

Parágrafo 5. Los productores – comercializadores podrán pactar ampliaciones en la infraestructura del Sistema Nacional de Transporte, y el acceso a esas ampliaciones será de uso exclusivo del productor – comercializador para poner a disposición del mercado nuevas fuentes de gas. Para estos efectos, tanto el productor – comercializador como el transportador, declararán la información relevante de la ampliación a la CREG, y mientras permanezca el contrato de la ampliación, la CREG no dará cargos regulados a esa infraestructura. No obstante, si técnicamente resulta posible que un tercero tenga acceso a esa infraestructura podrá hacerlo, en cuyo caso sólo pagará el cargo regulado del tramo en donde se ubique esa ampliación.

Artículo 12. Inversiones en estaciones entre transportadores. Las inversiones en estaciones de transferencia entre transportadores que sean realizadas a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, harán parte de la base de activos a reconocer en el tramo o grupo de gasoductos del transportador que requiera la estación.

Artículo 13. Inversiones no previstas en el PNI y en las IAC. En el evento en que un transportador ejecute una inversión no incluida en el PNI_t , o en las IAC_t , el valor eficiente de esta inversión será incluido en la inversión existente para el período tarifario que sigue al resultante de aplicar la metodología prevista en la

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

presente resolución, siempre y cuando estén justificadas, y en criterio de la Comisión se consideren necesarias en el SNT para la atención del servicio público domiciliario de gas natural. Entretanto, para la remuneración de estas inversiones, el transportador aplicará, para remitentes con demanda regulada y no regulada, los cargos regulados vigentes para el tramo o grupo de gasoductos del cual se derive la nueva inversión.

Artículo 14. Gastos de administración, operación y mantenimiento, AOM.

Los gastos de administración, operación y mantenimiento para la inversión existente, AOM_t^{IE} , para las inversiones en aumento de capacidad, AOM_t^{IAC} y para las del programa de nuevas inversiones $AOM_{II,t}^{PNI}$ se determinarán de acuerdo con los siguientes procedimientos:

14.1. Gastos de administración, operación y mantenimiento, para inversión existente, IE_t . Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

14.1.1. Gastos contables de administración, operación y mantenimiento, $AOMg_{t-1}$. Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

- a) El transportador declarará a la Comisión los gastos de AOM registrados en su contabilidad en los últimos 4 años del período tarifario $t - 1$, en el formato 1 del Anexo 4 de la presente resolución. Estos gastos se desagregarán por tramo o grupo de gasoductos, y deberán estar expresados en pesos colombianos de la fecha base.

Mediante circular, la Comisión podrá ajustar el formato 1 del Anexo 4 de la presente resolución cuando sea necesario, a fin de adecuarlo a la aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera, NIIF, de acuerdo con las medidas que expidan las autoridades en dicha materia.

- b) Para el cálculo de los gastos de AOM se excluirán los conceptos que deberá declarar el transportador para cada año del período tarifario $t - 1$, como se indica en el Anexo 4 de la presente resolución, de acuerdo con los valores de los estados contables desagregados por tramo o grupo de gasoductos, y deberán ser expresados en pesos colombianos de la fecha base. Además, se excluirán los rubros de acuerdo con el numeral 14.1.2.
- c) La Comisión calculará el promedio aritmético de los valores resultantes de restar los gastos declarados por el transportador de conformidad con el literal b) a los gastos declarados según el literal a) del presente numeral. Este valor corresponderá a la variable $AOMg_{t-1}$.

14.1.2. Gastos reconocidos de administración, operación y mantenimiento, $AOMr_{t-1}$. Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

- a) La Comisión calculará el promedio aritmético de los gastos de AOM reconocidos por la regulación mediante resolución de aprobación de cargos,

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

para cada uno de los años del período tarifario $t - 1$, expresados en pesos colombianos de la fecha base. Para estimar este valor no se tendrán en cuenta los gastos reconocidos por concepto de: i) compresión asociada al sistema de transporte; ii) corridas con raspador inteligente; iii) gas de empaquetamiento; y, iv) terrenos e inmuebles. Tampoco se considerarán los que explícitamente se señalan en el Anexo 4 de la presente resolución.

- b) Este valor corresponderá a la variable $AOMr_{t-1}$ y estará expresado en pesos colombianos de la fecha base asociada a la aplicación de la presente resolución.

Dentro de los AOM reconocidos, no se incluirán aquellos AOM asociados a inversiones *PNI* que se reconocieron en el período tarifario $t - 1$ para un período de 5 años.

14.1.3. Gastos de administración, operación y mantenimiento para la inversión existente en el horizonte de proyección, AOM_t^{IE} . Para la estimación de los gastos de administración, operación y mantenimiento para el horizonte de proyección, AOM_t^{IE} , se considera un mecanismo para incluir una señal de eficiencia. Dicho mecanismo se calcula a partir de los gastos contables de administración, operación y mantenimiento, $AOM_{g_{t-1}}$ y los gastos reconocidos de administración, operación y mantenimiento, $AOMr_{t-1}$, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$AOM_t^{IE} = \begin{cases} \frac{1}{2} \times (AOM_{g_{t-1}} + AOMr_{t-1}) & \text{Si } AOM_{g_{t-1}} \leq 1,1 \times AOMr_{t-1} \\ 1,05 \times AOMr_{t-1} & \text{Si } AOM_{g_{t-1}} > 1,1 \times AOMr_{t-1} \end{cases}$$

Donde:

AOM_t^{IE} , : Gastos anuales de administración, operación y mantenimiento para el horizonte de proyección, expresados en pesos colombianos de la fecha base.

$AOM_{g_{t-1}}$: Gastos contables de administración, operación y mantenimiento, expresados en pesos colombianos de la fecha base.

$AOMr_{t-1}$: Gastos reconocidos de administración, operación y mantenimiento, expresados en pesos colombianos de la fecha base.

14.2. Gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a gasoductos de IAC, AOM_g^{IAC} . Para la estimación de esta variable se tendrá en cuenta el siguiente procedimiento:

- a) El transportador declarará a la Comisión los gastos de AOM asociados a cada proyecto de las inversiones en aumento de capacidad, para cada año del horizonte de proyección, por tramo o grupo de gasoductos, exceptuando los gastos a los que se hace referencia en los numerales 14.4 y 14.5 de la presente resolución. Estos gastos deberán estar expresados en pesos colombianos de la fecha base.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

- b) La Comisión evaluará la eficiencia de los gastos indicados en el literal anterior, utilizando la mejor información disponible. Los valores resultantes de esta evaluación corresponderán a la variable AOM_g^{IAC} .

Los gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a la inversión en aumento de capacidad, AOM_t^{IAC} , serán los siguientes:

$$AOM_t^{IAC} = \begin{cases} CFC_c^{IAC} & \text{si IAC es estación de compresión} \\ AOM_g^{IAC} + CAOM_g^{IAC} & \text{si IAC es gasoducto} \end{cases}$$

Donde:

CFC_c^{IAC} Gastos fijos en compresión asociada a inversión en aumento de capacidad. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

AOM_g^{IAC} Gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a la inversión en aumento de capacidad. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

$CAOM_g^{IAC}$ Gastos de AOM asociados a corridas con raspador inteligente, gas de empaquetamiento y terrenos e inmuebles de proyectos que forman parte de las inversiones en gasoductos de IAC. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

14.3. Gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a gasoductos de PNI, $AOM_{II,t}^{PNI}$. Para la estimación de esta variable se tendrá en cuenta el siguiente procedimiento:

- a) El transportador declarará a la Comisión los gastos de AOM asociados a cada proyecto de $PNI_{II,t}$ para cada año del horizonte de proyección, por tramo o grupo de gasoductos, exceptuando los gastos a los que se hace referencia en los numerales 14.4 y 14.5 de la presente resolución. Estos gastos deberán estar expresados en pesos colombianos de la fecha base.
- b) La Comisión evaluará la eficiencia de los gastos indicados en el literal anterior, utilizando la mejor información disponible. Los valores resultantes de esta evaluación corresponderán a la variable AOM_{II}^{PNI} .

Los gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a la inversión de $PNI_{II,t}$ serán los siguientes:

$$AOM_{II,t}^{PNI} = AOM_{II}^{PNI} + CAOM_{II}^{PNI}$$

Donde:

$AOM_{II,t}^{PNI}$ Gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a gasoductos de $PNI_{II,t}$. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

AOM_{II}^{PNI} Gastos eficientes de AOM asociados a cada proyecto de $PNI_{II,t}$. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

$CAOM_{II}^{PNI}$ Gastos de AOM asociados a corridas con raspador inteligente, gas de empaquetamiento, y terrenos e inmuebles de proyectos que forman parte de las inversiones en gasoductos de $PNI_{II,t}$. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

14.4. Otros gastos de administración, operación y mantenimiento, $OAOM_t$. Corresponderán a la suma de los gastos fijos en compresión asociada al sistema de transporte, GFC , corridas con raspador inteligente, GCR , costo de oportunidad del gas de empaquetamiento, GGE , y terrenos e inmuebles, GTI , como se dispone a continuación:

14.4.1. Gastos fijos en compresión asociada a inversión existente, GFC_t . Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

14.4.1.1 Gastos de compresión fijos contables, $AOMfc_{t-1}$. Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

- a) El transportador declarará a la Comisión los gastos directamente relacionados con cada estación de compresión, distintos al costo del combustible o energía requerida para comprimir el gas, incluidos en su contabilidad para los últimos cuatro años del período tarifario $t - 1$, en el formato del Anexo 8 de la presente resolución. Estos gastos incluirán los relacionados con lubricantes, mano de obra para operación y mantenimiento, y demás gastos administrativos y operativos de la respectiva estación, y deberán estar expresados en pesos colombianos de la fecha base.
- b) La Comisión calculará el promedio aritmético de los valores anuales declarados según el literal a) del presente numeral. Este valor corresponderá a la variable $AOMfc_{t-1}$.

14.4.1.2 Gastos de compresión fijos reconocidos, $AOMfr_{t-1}$. Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

- a) La Comisión calculará el promedio aritmético de los gastos de compresión distintos al costo del combustible o energía requerida para comprimir el gas reconocidos por la regulación mediante resolución de aprobación de cargos, para cada uno de los últimos cuatro años del período tarifario $t - 1$, y para cada estación de compresión.
- b) Este valor, expresado en pesos colombianos de la fecha base, corresponderá a la variable $AOMfr_{t-1}$.

14.4.1.3 Gastos fijos de cada estación de compresión asociada al sistema de transporte para el horizonte de proyección, $GFC_{i,h}$. Para la estimación de esta variable se aplicarán las siguientes ecuaciones:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

$$GFC_{i,h} = \begin{cases} \frac{1}{2} \times (AOMfc_{i,t-1} + AOMfr_{i,t-1}) & \text{Si } AOMfc_{i,t-1} \leq 1,1 \times AOMfr_{i,t-1} \\ 1,05 \times AOMfr_{i,t-1} & \text{Si } AOMfc_{i,t-1} > AOMfr_{i,t-1} \end{cases}$$

Donde:

$GFC_{i,h}$: Gastos fijos de cada estación de compresión i por año para el horizonte de proyección, h . Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

$AOMfr_{i,t-1}$: Gastos de compresión fijos reconocidos. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

$AOMfc_{i,t-1}$: Gastos de compresión fijos contables. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

Los gastos de compresión fijos para un tramo o grupo de gasoductos se determinarán así:

$$GFC_h = \sum_{i=1}^n GFC_{i,h}$$

Donde:

GFC_h : Gastos fijos de compresión asociados a un tramo o grupo de gasoductos para el horizonte de proyección. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

n : Número de estaciones de compresión asociadas a un tramo o grupo de gasoductos para el horizonte de proyección.

$GFC_{i,h}$: Gastos fijos de cada estación de compresión i por año para el horizonte de proyección, h . Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

14.4.2. Gastos fijos en compresión asociada a inversión en aumento de capacidad IAC, CFC_c^{IAC} . Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

- a) El transportador declarará los gastos esperados directamente relacionados con cada estación de compresión c para el horizonte de proyección distintos al costo del combustible o energía requerida para comprimir el gas, e indicará el tramo o grupo de gasoductos al que está asociada la estación. Así mismo, entregará los soportes técnicos de estos gastos: justificación de las horas proyectadas de uso de los compresores y mantenimientos mayores, copia de las curvas típicas de consumo de lubricantes de las máquinas de acuerdo con las especificaciones técnicas dadas por los fabricantes, entre otros.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

- b) La Comisión evaluará la eficiencia de los gastos indicados en el literal anterior, utilizando la mejor información disponible. Los valores resultantes de esta evaluación corresponderán a la variable CFC_c^{IAC} .

14.4.3. Gastos en corridas con raspador inteligente para el horizonte de proyección, GCR_h . Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

- a) El transportador reportará a la Comisión la estimación de los gastos en corridas con raspador inteligente para cada año del horizonte de proyección en que se realice dicho procedimiento. Así mismo, entregará los soportes técnicos de esta estimación, incluyendo el registro de las corridas del período tarifario t-1. Se reconocerá máximo una corrida con raspador inteligente cada seis años. Estos gastos deberán ser expresados en pesos colombianos de la fecha base.
- b) La Comisión evaluará la eficiencia de los gastos indicados en el literal anterior, utilizando la mejor información disponible. Los valores resultantes de esta evaluación corresponderán a la variable GCR_h .

Los gastos en corridas con raspador inteligente se reconocerán únicamente para gasoductos de diámetros iguales o superiores a 6 pulgadas.

14.4.4. Gastos asociados al gas de empaquetamiento para el horizonte de proyección, GGE_h . Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

- a) El transportador reportará a la Comisión el gas de empaquetamiento para cada tramo de gasoducto, QGE_t , expresado en MBTU, y adjuntará los soportes del cálculo del QGE_t en la solicitud tarifaria. Para realizar los cálculos del QGE_t de los activos asociados a la inversión existente, se utilizarán las condiciones físicas promedio de operación de los treinta y seis (36) meses anteriores a la solicitud tarifaria.

Para los proyectos de *IAC* el transportador deberá realizar los cálculos teniendo en cuenta las condiciones físicas promedio de operación esperadas en el respectivo proyecto para los primeros doce (12) meses de operación. La Comisión podrá verificar o solicitar ampliación a la información reportada por el transportador.

- b) La Comisión tomará el precio promedio nacional publicado por el gestor del mercado, ponderado por cantidades, de contratos de todas las fuentes de suministro de gas natural resultantes de aplicar el mecanismo de comercialización establecido en el artículo 25 de la Resolución CREG 114 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Se tomará la información de los últimos doce meses en los que haya información de contratos que permita calcular el precio promedio ponderado. Este precio corresponderá al precio para valorar el gas de empaquetamiento PGE_t .

Este precio estará expresado en dólares de la fecha base. En caso de requerirse, este precio se actualizará con el índice de precios al productor de

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

los Estados Unidos de América, correspondiente a gas natural, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPU0531). Para estos efectos, se tomarán los índices disponibles al momento de efectuar el cálculo. En caso de que este índice se deje de publicar, la Dirección Ejecutiva de la CREG podrá definir, mediante circular, un nuevo índice reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos.

- c) La Comisión estimará el valor del gas de empaquetamiento, VGE_t , multiplicando la variable QGE_t por la variable PGE_t .
- d) La Comisión determinará el costo de oportunidad del capital invertido en el gas de empaquetamiento para cada año del horizonte de proyección, GGE_h , con base en la siguiente expresión:

$$GGE_h = VGE_t \times TRM \times Tkc$$

Donde:

GGE_h : Gastos asociados al gas de empaquetamiento para el horizonte de proyección. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

VGE_t : Valor del gas de empaquetamiento. Este valor estará expresado en dólares americanos de la fecha base.

TRM : TRM de la fecha base.

Tkc : Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de capacidad a través de cargos fijos expresados en pesos colombianos.

14.4.5. Gastos en terrenos e inmuebles para el horizonte de proyección, GTI_h . Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

- a) El transportador declarará a la Comisión el valor catastral de los terrenos e inmuebles asociados exclusivamente a la prestación del servicio de transporte de gas natural, por tramo de gasoducto, expresado en pesos colombianos de la fecha base. Así mismo, entregará los soportes de esta valoración.
- b) La Comisión determinará el valor anual a incorporar en los gastos de AOM, durante el horizonte de proyección, por tramo o grupo de gasoductos, calculado como el costo de deuda real, según definición en la metodología de tasa de descuento vigente, multiplicado por el valor catastral vigente reportado por el transportador. Este valor corresponderá a la variable GTI_h .

Los gastos de AOM asociados a corridas con raspador inteligente, gas de empaquetamiento y terrenos e inmuebles, de proyectos que forman parte de las inversiones en gasoductos de IAC y de $PNI_{II,t}$, se determinarán siguiendo el

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

procedimiento descrito en los numerales 14.4.3. a 14.4.5. del presente artículo, cuando estos apliquen. Para estos efectos, el transportador reportará los gastos esperados por proyecto y por tramo o grupos de gasoductos. La suma de estos tres gastos corresponderá a la variable $CAOM_g^{IAC}$ para inversiones de IAC y a la variable $CAOM_{II}^{PNI}$ para inversiones de $PNI_{II,t}$.

Los gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a la inversión existente, AOM_t^{IE} , serán los siguientes:

$$AOM_t^{IE} = AOM_t + OAOM_t$$

Donde:

AOM_t^{IE} : Gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a la inversión existente. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

AOM_t : Gastos de administración, operación y mantenimiento para el horizonte de proyección. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

$OAOM_t$: Otros gastos de administración, operación y mantenimiento. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

14.5. Gastos en combustible o energía para compresión, GEC. Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento, dentro de los primeros cinco días calendario del mes siguiente al mes m de prestación del servicio de transporte:

a) El transportador determinará el costo del suministro de combustible, o energía (en estaciones que comprimen el gas utilizando energía eléctrica), para cada estación de compresión a facturar a sus remitentes en el mes siguiente al mes m de prestación del servicio de transporte. Este valor incluirá los costos fijos y los variables en combustible o energía eléctrica en que incurrió el transportador para operar las estaciones de compresión, y estará expresado en pesos colombianos. Para esto, el transportador deberá:

1. Tomar el valor facturado por los proveedores de combustible o energía para las estaciones de compresión, correspondiente al mes m de prestación del servicio de transporte.

En caso de que los proveedores de combustible o energía incluyan en su factura el costo de cantidades distintas a las utilizadas para compresión, por ejemplo, cantidades para desbalances, pérdidas de gas o energía no destinada a estaciones de compresión, el transportador deberá desagregar el valor correspondiente a estaciones de compresión y a otros con base en las cantidades consumidas por las estaciones en el respectivo período.

La cantidad de combustible o energía contratada para operar las estaciones de compresión deberá estar fundamentada en los consumos máximos esperados según las curvas típicas de consumo de combustible

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

y energía de las máquinas, de acuerdo con las especificaciones técnicas dadas por los fabricantes. Esta contratación deberá realizarse bajo criterios objetivos y transparentes de acuerdo con las reglas previstas en los mercados de cada uno de estos energéticos.

2. Una vez determinado el valor del combustible y la energía del mes m para las estaciones de compresión, el transportador lo asignará a cada estación a prorrata de la capacidad de compresión instalada en cada estación.

El valor asignado a cada estación i corresponderá al valor de la variable GEC_i a facturar a los remitentes en el mes $m + 1$.

b) El transportador calculará los gastos en combustible o energía a facturar a los remitentes en el mes $m + 1$ por la prestación del servicio de transporte en el mes m en cada tramo o grupo de gasoductos, k , que se definan para efectos tarifarios y donde haya estaciones de compresión, así:

$$GEC_k = \sum_{i=1}^n GEC_i$$

Donde:

GEC_k : Gastos en combustible o energía para compresión asociados a un tramo o grupo de gasoductos k a facturar en el mes $m + 1$. Este valor estará expresado en pesos colombianos.

n : Número de estaciones de compresión asociadas a un tramo o grupo de gasoductos k .

GEC_i : Gastos en combustible o energía para compresión para la estación i . Este valor estará expresado en pesos colombianos.

c) El transportador publicará en su boletín electrónico de operaciones, para sus remitentes y para las entidades de vigilancia y control, la información que haya utilizado para determinar los costos en combustible o energía para cada estación de compresión a facturar a sus remitentes en el mes $m + 1$. Esta información incluirá valores facturados por los proveedores, valores facturados correspondientes a combustible y energía para estaciones de compresión, cantidades consumidas en cada estación de compresión, capacidad instalada en cada estación utilizada para asignar costos de combustible por estación, entre otros.

d) El transportador conservará los soportes de cálculo de los costos en combustible o energía para cada estación de compresión, para cuando la autoridad competente o los remitentes los soliciten.

Parágrafo. La CREG podrá hacer auditorías sobre toda la información reportada por los transportadores relacionada con el cálculo del AOM.

Artículo 15. Inversiones y gastos de AOM que se excluyen de los cargos de transporte. Las inversiones y los gastos de AOM correspondientes a activos de

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

conexión, puntos de entrada, puntos de salida, estaciones de entrada, estaciones de salida, estaciones para transferencia de custodia, sistemas de almacenamiento, estaciones de compresión diferentes a las requeridas para el transporte de gas y aquellas que se excluyen según el parágrafo 1 de los artículos 7, 8 y 11 de la presente resolución, no serán consideradas para los cálculos de los cargos de transporte. Los costos de estos activos serán cubiertos por los agentes o usuarios que se beneficien de los mismos.

Aquellas conexiones, puntos de entrada, puntos de salida, estaciones de entrada, estaciones de salida y estaciones para transferencia de custodia, que a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución se encuentren incluidas en los cargos de transporte, podrán mantenerse en la base de activos a reconocer en el tramo o grupo de gasoductos del transportador correspondiente. Igual tratamiento se dará a las ampliaciones o actualizaciones de dichos activos. El transportador, en su solicitud de nuevos cargos, deberá presentar la relación detallada de todos los elementos anteriormente enumerados.

Artículo 16. Demandas esperadas de capacidad y de volumen. La demanda esperada de capacidad, *DEC*, y la demanda esperada de volumen, *DEV*, se determinará de conformidad con lo dispuesto a continuación:

- a) El transportador reportará las demandas esperadas de capacidad y de volumen para cada tramo o grupo de gasoductos asociadas a la inversión existente, IE_t , y las demandas esperadas de capacidad y de volumen asociadas a cada uno de los proyectos de IAC_t y de $PNI_{II,t}$.

Las demandas asociadas a la inversión existente, IE_t , corresponderán a las demandas esperadas de capacidad, DEC_t , y las demandas esperadas de volumen, DEV_t , para el horizonte de proyección.

Las demandas asociadas a cada uno de los proyectos de IAC_t corresponderán a las demandas esperadas de capacidad, DEC_t^{IAC} , y las demandas esperadas de volumen, DEV_t^{IAC} , para el horizonte de proyección de cada proyecto contado a partir del año de entrada en operación del respectivo activo. Para estos efectos, el transportador reportará las demandas esperadas por proyecto y por tramo o grupos de gasoductos definidos para efectos tarifarios.

Las demandas asociadas a cada uno de los proyectos de PNI_{II} corresponderán a las demandas esperadas de capacidad, DEC_{II}^{PNI} , y las demandas esperadas de volumen, DEV_{II}^{PNI} , para el horizonte de proyección de cada proyecto contado a partir del año de entrada en operación del respectivo activo. Para estos efectos, el transportador reportará las demandas esperadas por proyecto y por tramo o grupos de gasoductos definidos para efectos tarifarios.

Estas demandas deberán estar debidamente soportadas con criterios técnicos objetivos, tales como escenarios macroeconómicos, infraestructura prevista, análisis de mercado, contratos firmes de transporte vigentes para el horizonte de proyección, entre otros.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Cuando se trate de un tramo con condición de contraflujo, las demandas esperadas de capacidad y de volumen a reportar por el transportador corresponderán a las capacidades agregadas esperadas en ambas direcciones, y a los volúmenes agregados esperados en ambas direcciones, respectivamente. Además, el transportador deberá reportar dichas demandas para cada dirección contractual.

Adicionalmente, el transportador deberá declarar a la CREG la capacidad total contratada por tramo o grupo de gasoductos definido para efectos tarifarios, desagregada por tipo de remitente (distribuidor-comercializador, industria, generador térmico, comercializador de gas natural vehicular), para cada año del horizonte de proyección. Esta información deberá ser consistente con la declarada por el transportador al gestor del mercado.

- b) Una vez se inicie el trámite administrativo tendiente a resolver la solicitud tarifaria, el Director Ejecutivo de la Comisión publicará, mediante circular, las demandas esperadas de capacidad y de volumen reportadas por el transportador, así como la capacidad total contratada declarada por el agente.
- c) En las Demandas Esperadas de Capacidad *DEC* y en las Demandas Esperadas de Volumen *DEV* no se considerarán los proyectos IPAT.
- d) Durante los quince (15) días hábiles siguientes a la publicación de la circular de la Comisión, los terceros interesados podrán enviar preguntas y comentarios a la Comisión en relación con las proyecciones de demanda del transportador. De estas preguntas y comentarios se dará traslado al transportador para que, en un término máximo de quince (15) días hábiles siguientes al recibo, responda las preguntas y se pronuncie sobre los comentarios, en documento que deberá presentar a la Comisión dentro de este último plazo.
- e) La Comisión analizará la información mencionada en los literales a) y c) de este numeral, la confrontará con la disponible en la Comisión, y podrá exigir explicaciones al transportador, de acuerdo con los elementos de juicio que tenga a su disposición.

Así mismo, la Comisión podrá decretar pruebas dentro del proceso tarifario para evaluar las proyecciones de demanda reportadas por el respectivo agente. De ser necesario, la Comisión solicitará al transportador que revise y ajuste, si es necesario, la proyección de demanda.

- f) En todo caso, no se admitirán demandas esperadas de capacidad y de volumen inferiores a aquellas que resulten de aplicar el factor de utilización normativo que se define en el numeral 16.1 de la presente resolución.
- g) Las demandas resultantes de los análisis previstos en los literales d) y e) de este numeral corresponderán a: (i) las variables DEC_t^a y DEV_t^a que serán utilizadas para el cálculo de los cargos de transporte que remuneran la inversión existente, IE_t ; (ii) las variables DEC_t^{ACa} y DEV_t^{ACa} que serán

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

consideradas en la revisión tarifaria de que trata el literal b) del Artículo 24 de la presente resolución al momento de incluir la inversión IAC_t^a en los cargos regulados; y, (iii) las variables DEC_{II}^{PNIa} y DEV_{II}^{PNIa} que serán consideradas en los cargos regulados que se adopten para inversiones de $PNI_{II,t}$.

- h) Para efectos del cálculo de los cargos de transporte se tendrá en cuenta: (i) la proyección de demanda entregada por el transportador, sin incluir las pérdidas de gas en el sistema de transporte; (ii) las observaciones que las partes interesadas formulen a las proyecciones del transportador; y, (iii) la información en el gestor del mercado del valor de la demanda para cada tramo o grupo de gasoductos en los últimos tres (3) años. Para los primeros cinco (5) años del horizonte de proyección, los valores de demanda no podrán ser inferiores al promedio de los valores de los 3 últimos años del período tarifario t-1.
- i) Cuando se observe que la declaración de la demanda en el horizonte de proyección es inferior a los 3 últimos años de los valores que están en el gestor del mercado, la CREG tomará el promedio de demanda del gestor en los años que estén por debajo de dicho promedio, salvo en los casos en los que el transportador demuestre lo contrario.
- j) Si al aplicar el factor de ajuste a la DEC_t y la DEV_t se obtienen valores superiores a la $CMMP$, la DEC_t^a y la DEV_t^a se acotarán a la $CMMP$.
- k) Para el cálculo de la capacidad máxima de mediano plazo, el transportador deberá aplicar el procedimiento establecido en el Anexo 5 de la presente resolución. Esta capacidad deberá estar desagregada para el sistema de transporte asociado a: (i) la inversión existente, IE_t ; (ii) la inversión existente, IE_t , más cada uno de los proyectos de IAC_t , como se establece en el Anexo 5 de la presente resolución; y, (iii) la inversión de $PNI_{II,t}$.

16.1. Factor de utilización normativo. Cuando se trate de grupo de gasoductos, para efectos de aplicar el factor de utilización normativo, se tendrá en cuenta la capacidad máxima de mediano plazo del tramo donde se encuentren los puntos de entrada o las inyecciones de gas del respectivo grupo de gasoductos. El factor de utilización normativo se establecerá con sujeción a las siguientes reglas:

16.1.1. Factor de utilización normativo para STT. El factor de utilización normativo para un STT será igual a 0,5. Si el factor de utilización de un STT es inferior al factor de utilización normativo, la Comisión ajustará la DEC y la DEV , multiplicándolas por el siguiente factor:

$$FA_x = 0,5 \times \left(\frac{1}{FU_x} \right)$$

Donde:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

FA_x : Factor de ajuste para el tramo o grupo de gasoductos x . Factor de ajuste a las demandas para el tramo o grupo de gasoductos x .

FU_x : Factor de utilización para el tramo o grupo de gasoductos x , según lo definido en el Artículo 3 de la presente resolución.

16.1.2. Factor de utilización normativo para SRT. El factor utilización normativo para un SRT será igual a 0,4. Si el factor de utilización de un SRT es inferior al factor de utilización normativo, la Comisión ajustará la DEC y la DEV multiplicándolas por el siguiente factor:

$$FA_x = 0,4 \times \left(\frac{1}{FU_x} \right)$$

Donde:

FA_x : Factor de ajuste para el tramo o grupo de gasoductos x .

FU_x : Factor de utilización para el tramo o grupo de gasoductos x , según lo definido en el Artículo 3 de la presente resolución.

Artículo 17. Costo de capital. La Comisión, en resolución aparte, determinará las siguientes tasas para el momento de cálculo de los cargos:

Tkc : Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de capacidad a través de cargos fijos expresados en pesos colombianos.

Tkv : Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de volumen a través de cargos variables expresados en pesos colombianos.

$Tkip$: Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de transporte a través de ingreso regulado expresado en pesos colombianos, para los proyectos de los planes de abastecimiento de gas natural.

Capítulo II

Cálculo de cargos de transporte de gas natural

Artículo 18. Cargos regulados por servicios de transporte de capacidad firme. La Comisión establecerá, para cada tramo o grupo de gasoductos, cargos regulados para remunerar los costos de inversión y gastos de AOM, aplicables al servicio de transporte de capacidad firme, siguiendo los siguientes lineamientos.

- a) Para incluir en los cargos regulados los valores de IAC_t^a y AOM_t^{IAC} , el transportador deberá solicitar el ajuste tarifario un mes antes al cumplimiento de los períodos definidos en el Artículo 19 de la presente resolución.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

- b) Se somete el servicio de transporte en contratos de capacidad firme al régimen de libertad regulada definido en la Ley 142 de 1994. En consecuencia, este servicio se remunerará a través de los cargos regulados de que trata la presente resolución. De conformidad con los artículos 14.10 y 88.1 de la misma Ley, los cargos fijos y variables que remuneran los costos de inversión son cargos máximos. Por tanto, para la aplicación del procedimiento de que trata el Artículo 37 de la presente resolución, el transportador podrá ofrecer cargos fijos y variables inferiores a los calculados según lo dispuesto en los numerales 18.1 a 18.9 de la presente resolución, dando cumplimiento en todos los casos al principio de neutralidad, en los términos de la Ley 142 de 1994.
- c) Conforme a los lineamientos indicados en el Artículo 47 de la presente resolución, la CREG podrá establecer cargos regulados de transporte para remunerar la inversión y los gastos de AOM agregando (i) tramos regulatorios, o (ii) dividiendo tramos regulatorios, correspondientes a los grupos de gasoductos que se definieron en las resoluciones particulares de cargos aplicados en el período tarifario $t - 1$.
- d) En el cálculo de los cargos regulados de que trata el presente artículo no se considerarán demandas generadas por proyectos de IPAT.
- e) Para el cálculo de los cargos regulados de referencia de los tramos que tengan inversiones y gastos para atender necesidades de contraflujo, se deberá calcular la inversión equivalente como la suma de las inversiones en los dos sentidos, y la demanda equivalente como la suma de las demandas en los dos sentidos. El AOM correspondiente también será la suma de los gastos de AOM de los dos sentidos. El transportador y el remitente aplicarán los artículos 37 y 38 de la presente resolución para la determinación de los cargos que remuneran inversiones y gastos de AOM.

18.1. Cálculo de cargos fijos regulados de referencia para la remuneración de la inversión existente y las inversiones $I_{t,f}$. Para el cálculo de los cargos fijos que remuneran la inversión existente y las inversiones $I_{t,f}$ se aplicará la siguiente expresión:

$$CFI_{IE_{t,\lambda_f}} = \frac{(IE_t + I_{t,f}) \times \lambda_f}{VP(DEC_t^a, Tkc)}$$

Donde:

$CFI_{IE_{t,\lambda_f}}$: Cargo fijo que remunera costos de inversión existente y las inversiones $I_{t,f}$, expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpcd-año.

λ_f : Corresponde a uno de los siguientes valores: 0; 0,20; 0,40; 0,50; 0,60; 0,70; 0,80; 0,85; 0,90; 0,92; 0,94; 0,96; 0,98 y 1.

IE_t : Valor de la inversión existente, expresado en pesos colombianos de la fecha base.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

$I_{t,f}$: Es el balance de la parte fija de las inversiones $IFPNI_t$ e INO_t^s que no están en los cargos vigentes.

DEC_t^a : Demanda esperada de capacidad asociada a la inversión existente, expresada en kpcd-año.

$VP(DEC_t^a, Tkc)$: Valor presente de la demanda DEC_t^a descontada a la tasa Tkc .

Tkc : Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de capacidad a través de cargos fijos expresados en pesos colombianos.

18.2. Cálculo de cargos variables regulados de referencia para la remuneración de la inversión existente y las inversiones $I_{t,v}$. Para el cálculo de los cargos variables que remuneran la inversión existente y las inversiones $I_{t,v}$ se aplicará la siguiente expresión:

$$CVI_{IE_{t,\lambda_v}} = \frac{(IE_t + I_{t,v}) \times \lambda_v}{VP(DEV_t^a, Tkv)}$$

Donde:

$CVI_{IE_{t,\lambda_v}}$: Cargo variable que remunera costos de inversión existente y las inversiones $I_{t,v}$, expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpc.

λ_v : Corresponderá a $1 - \lambda_f$.

IE_t : Valor de la inversión existente, expresado en pesos colombianos de la fecha base.

$I_{t,f}$: Es el balance de la parte fija de las inversiones $IFPNI_t$ e INO_t^s que no están en los cargos vigentes.

DEV_t^a : Demanda esperada de volumen asociada a la inversión existente, expresada en kpc.

$VP(DEV_t^a, Tkv)$: Valor presente de la DEV_t^a descontado a la tasa Tkv .

Tkv : Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de volumen a través de cargos variables expresados en pesos colombianos.

18.3. Cálculo de cargos fijos regulados de referencia para la remuneración de costos de variantes del programa de nuevas inversiones. Para el cálculo de los cargos fijos que remuneran los costos de inversión en variantes, se aplicará la siguiente expresión:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

$$CFI_PNI_v_{t,\lambda_f} = \frac{\lambda_f \times \sum_{l=1}^v PNI_v_{t,l}}{VP(DEC_t^a, Tkc)}$$

Donde:

$CFI_PNI_v_{t,\lambda_f}$: Cargo fijo que remunera los costos de inversión en variantes, expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpcd-año.

λ_f : Corresponde a uno de los siguientes valores: 0; 0,20; 0,40; 0,50; 0,60; 0,70; 0,80; 0,85; 0,90; 0,92; 0,94; 0,96; 0,98 y 1.

$PNI_v_{t,l}$: Valor ajustado de la inversión en variantes. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base, el cual debe ajustarse siguiendo lo expresado en el Artículo 8 de la presente resolución.

$VP(DEC_t^a, Tkc)$: Valor presente de la DEC_t^a , descontada a la tasa Tkc .

v : Número total de variantes desarrolladas en el período tarifario t .

Tkc : Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de capacidad a través de cargos fijos expresados en pesos colombianos.

18.4. Cálculo de cargos variables regulados de referencia para la remuneración de costos de variantes del programa de nuevas inversiones.

Para el cálculo de los cargos fijos que remuneran costos de inversión en variantes del programa de nuevas inversiones, se aplicará la siguiente expresión:

$$CVI_PNI_v_{t,\lambda_v} = \frac{\lambda_v \times \sum_{l=1}^v PNI_v_{t,l}}{VP(DEV_t^a, Tkv)}$$

Donde:

$CVI_PNI_v_{t,\lambda_v}$: Cargo variable que remunera los costos de inversión en variantes, expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpcd-año.

$PNI_v_{t,l}$: Valor ajustado de la inversión en variantes. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base, el cual debe ajustarse siguiendo lo expresado en el Artículo 8 de la presente resolución.

λ_v : Corresponderá a $1 - \lambda_f$.

DEV_t^a : Demanda esperada de volumen asociada a inversión existente, expresada en kpc.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

$VP(DEV_t^a, Tkv)$: Valor presente de la DEV_t^a descontado a la tasa Tkv .

Tkv : Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de volumen a través de cargos variables expresados en pesos colombianos.

18.5. Cálculo de cargos fijos regulados de referencia para la remuneración de costos de inversión en gasoductos tipo II del programa de nuevas inversiones. Para el cálculo de los cargos fijos que remuneran inversiones en gasoductos tipo II del programa de nuevas inversiones que se remuneran con cargos regulados independientes, se aplicará la siguiente expresión:

$$CFI_{PNI_II_t, \lambda_f} = \frac{PNI_II_t \times \lambda_f}{VP(DEC_{PNI_II_t}, Tkc)}$$

Donde:

$CFI_{PNI_II_t, \lambda_f}$: Cargo fijo que remunera costos de inversión en proyectos asociados a gasoductos tipo II, expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpcd-año.

λ_f : Corresponde a los siguientes valores: 0; 0,20; 0,40; 0,50; 0,60; 0,70; 0,80; 0,85; 0,90; 0,92; 0,94; 0,96; 0,98 y 1,00.

PNI_II_t : Valores de inversiones del PNI correspondientes a redes. tipo II, realizadas para cada año del período tarifario t , expresados en pesos colombianos de la fecha base.

$DEC_{PNI_II_t}$: Demanda anual esperada de capacidad asociada a la inversión tipo II, PNI_II_t , expresada en kpcd-año.

$VP(DEC_{PNI_II_t}, Tkc)$: Valor presente de la $DEC_{PNI_II_t}$ descontada a la tasa Tkc .

Tkc : Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de capacidad a través de cargos fijos expresados en pesos colombianos.

18.6. Cálculo de cargos variables regulados de referencia para la remuneración de costos de inversión en gasoductos tipo II del programa de nuevas inversiones. Para el cálculo de los cargos variables que remuneran inversiones en gasoductos tipo II del programa de nuevas inversiones que se remuneran con cargos regulados independientes, se aplicará la siguiente expresión:

$$CVI_{PNI_II_t, \lambda_v} = \frac{PNI_II_t \times \lambda_v}{VP(DEV_{II}^{PNIa}, Tkv)}$$

Donde:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

$CVI_{PNI_{II},t,\lambda_v}$: Cargo variable que remunera costos de inversión en proyectos asociados a gasoductos tipo II, expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpc.

λ_v : Corresponderá a $1 - \lambda_f$.

$PNI_{II,t}$: Valores de inversiones del PNI correspondientes a redes tipo II, realizadas para cada año del período tarifario t , expresados en pesos colombianos de la fecha base.

DEV_{II}^{PNIa} : Demanda esperada de volumen asociada a la inversión $PNI_{II,t}$, expresada en kpc.

$VP(DEV_{II}^{PNIa}, Tkv)$: Valor presente de la DEV_{II}^{PNIa} descontado a la tasa Tkv .

Tkv : Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de volumen a través de cargos variables expresados en pesos colombianos.

18.7. Cálculo de cargos fijos regulados de referencia para la remuneración de costos de inversiones de ampliación de capacidad. Para el cálculo de los cargos fijos que remuneran inversiones de ampliación de capacidad que se remuneran con cargos regulados independientes, se aplicará la siguiente expresión:

$$CFI_{IAC,t,\lambda_f} = \frac{IAC_t \times \lambda_f}{VP(DEC_t^{IAC}, Tkc)}$$

Donde:

CFI_{IAC,t,λ_f} : Cargo fijo que remunera costos de inversión para inversiones de ampliación de capacidad, expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpcd-año.

IAC_t : Valor ajustado de inversión en aumento de capacidad correspondiente a un gasoducto o a una estación de compresión. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

DEC_t^{IAC} : Demanda esperada de capacidad asociada a proyectos IAC, expresada en kpcd-año.

$VP(DEC_t^{IAC}, Tkc)$: Valor presente de la DEC_t^{IAC} descontada a la tasa Tkc .

λ_f : Corresponde a los siguientes valores: 0; 0,20; 0,40; 0,50; 0,60; 0,70; 0,80; 0,85; 0,90; 0,92; 0,94; 0,96; 0,98 y 1,00.

Tkc : Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de capacidad a través de cargos fijos expresados en pesos colombianos.

18.8. Cálculo de cargos variables regulados de referencia para la remuneración de costos de inversiones de ampliación de capacidad. Para el

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

cálculo de los cargos variables que remuneran inversiones de ampliación de capacidad que se remuneran con cargos regulados independientes, se aplicará la siguiente expresión:

$$CVI_IAC_{t,\lambda_v} = \frac{IAC_t \times \lambda_v}{VP(DEV_t^{IAC}, Tkv)}$$

Donde:

CVI_IAC_{t,λ_v} : Cargo variable que remunera costos de inversión para inversiones de ampliación de capacidad, expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpcd-año.

IAC_t : Valor ajustado de inversión en aumento de capacidad correspondiente a un gasoducto o a una estación de compresión. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

DEV_t^{IAC} : Demanda esperada de volumen asociada a proyectos IAC, expresada en kpc-año.

$VP(DEV_t^{IAC}, Tkv)$: Valor presente de la DEV_t^{IAC} descontada a la tasa Tkv .

λ_v : Corresponderá a $1 - \lambda_f$.

Tkv : Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de volumen a través de cargos variables expresados en pesos colombianos.

18.9. Parejas de cargos regulados. Corresponderán al conjunto de parejas de cargos que se formarán teniendo en cuenta los cargos calculados de conformidad con lo establecido en los numerales 18.1 a 18.8 de la presente resolución, así:

$$(CFI_{t,\lambda_f}, CVI_{t,\lambda_v})$$

$$CFI_{t,\lambda_f} = CFI_IE_{t,\lambda_f} + CFI_PNI_v_{t,\lambda_f} + CFI_PNI_II_{t,\lambda_f} + CFI_IAC_{t,\lambda_f}$$

$$CVI_{t,\lambda_v} = CVI_IE_{t,\lambda_v} + CVI_PNI_v_{t,\lambda_v} + CVI_PNI_II_{t,\lambda_v} + CVI_IAC_{t,\lambda_v}$$

Donde:

CFI_{t,λ_f} : Cargo fijo total, expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpcd-año.

CFI_IE_{t,λ_f} : Cargo fijo que remunera costos de inversión existente, expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpcd-año.

$CFI_PNI_v_{t,\lambda_f}$: Cargo fijo que remunera los costos de inversión en variantes, expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpcd-año. Esta variable se activará en esta ecuación una vez se declare en operación comercial el respectivo activo dentro

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

del período tarifario, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 19 y el Anexo 11 de la presente resolución.

$CFI_{PNI_{II}_{t,\lambda_f}}$: Cargo fijo que remunera costos de inversión en proyectos asociados a gasoductos tipo II, expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpcd-año. Esta variable se activará en esta ecuación una vez se declare en operación comercial el respectivo activo dentro del período tarifario, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 19 y el Anexo 11 de la presente resolución.

$CFI_{IAC_{t,\lambda_f}}$: Cargo fijo que remunera costos de inversión para inversiones de ampliación de capacidad, expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpcd-año. Esta variable se activará en esta ecuación una vez se declare en operación comercial el respectivo activo dentro del período tarifario, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 19 y el Anexo 11 de la presente resolución.

CVI_{t,λ_v} : Cargo variable total, expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpcd-año.

$CVI_{IE_{t,\lambda_v}}$: Cargo variable que remunera costos de inversión existente, expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpc.

$CVI_{PNI}_{v_{t,\lambda_v}}$: Cargo variable que remunera los costos de inversión en variantes, expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpcd-año. Esta variable se activará en esta ecuación una vez se declare en operación comercial el respectivo activo dentro del período tarifario, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 19 y el Anexo 11 de la presente resolución.

$CVI_{PNI_{II}_{t,\lambda_v}}$: Cargo variable que remunera costos de inversión en proyectos asociados a gasoductos tipo II, expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpc. Esta variable se activará en esta ecuación una vez se declare en operación comercial el respectivo activo dentro del período tarifario, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 19 y el Anexo 11 de la presente resolución.

$CVI_{IAC_{t,\lambda_v}}$: Cargo variable que remunera costos de inversión para inversiones de ampliación de capacidad IAC_t , expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpcd-año. Esta variable se activará en esta ecuación una vez se declare en operación comercial el respectivo activo dentro del período tarifario, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 19 y el Anexo 11 de la presente resolución.

λ_f : Corresponde a los siguientes valores: 0; 0,20; 0,40; 0,50; 0,60; 0,70; 0,80; 0,85; 0,90; 0,92; 0,94; 0,96; 0,98 y 1.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

λ_v : Corresponderá a $1 - \lambda_f$.

18.10. Cálculo de cargos fijos que remuneran los gastos de AOM de inversión existente, IE_t . Para el cálculo de los cargos fijos que remuneran los gastos de AOM de inversión existente, se aplicará la siguiente expresión:

$$CFAOM_t^{IE} = \frac{VP(AOM_t^{IE}, Tkc) + VP(AOM_{II,t}^{PNI}, Tkc) + VP(AOM_t^{IAC}, Tkc)}{VP(DEC_t^a, DEC_t^{IAC}, Tkc)}$$

Donde:

$CFAOM_t^{IE}$: Cargos fijos que remuneran los gastos de AOM de inversión existente para el período tarifario t , expresados en pesos colombianos de la fecha base por kpcd-año.

AOM_t^{IE} : Gastos anuales de administración, operación y mantenimiento para el horizonte de proyección, expresados en pesos colombianos de la fecha base.

$VP(AOM_t^{IE}, Tkc)$: Valor presente de los gastos anuales de administración, operación y mantenimiento para la inversión existente, descontados a la tasa Tkc .

$VP(AOM_{II,t}^{PNI}, Tkc)$: Valor presente de los gastos de administración, operación y mantenimiento para los PNI tipo II, descontados a la tasa Tkc .

$VP(AOM_t^{IAC}, Tkc)$: Valor presente de los gastos de administración, operación y mantenimiento para las inversiones IAC, descontados a la tasa Tkc .

$VP(DEC_t^a, DEC_t^{IAC}, Tkc)$: Valor presente de la demanda esperada de capacidad DEC_t^a y de la demanda esperada de capacidad asociada a proyectos IAC, descontadas a la tasa Tkc .

DEC_t^a : Demanda esperada de capacidad asociada a inversión existente, expresada en kpcd-año. En esta variable se incluye la demanda para los PNI tipo II.

DEC_t^{IAC} : Demanda esperada de capacidad asociada a proyectos IAC, expresada en kpcd-año.

Tkc : Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de capacidad a través de cargos fijos expresados en pesos colombianos.

Artículo 19. Reglas para la inclusión de inversiones que han cumplido periodo de vida útil normativa, IAC_t , $PNI_{II,t}$, $PNI_{v,t,l}$, y valores de AOM_t^{IAC} y $AOM_{II,t}^{PNI}$ en los cargos regulados. La Comisión podrá realizar revisiones tarifarias

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

de oficio cada vez que se cumpla el período $M+2N$, teniendo en cuenta las inversiones y los gastos de AOM asociados a proyectos IAC_t , PNI_{II_t} , $PNI_{v_{t,l}}$ y aplicando el procedimiento indicado en el Anexo 11 de la presente resolución, donde:

M : Corresponde al período contado desde la entrada en vigencia de la metodología adoptada en la presente resolución y hasta la entrada en vigencia de los nuevos cargos adoptados con base en la metodología de la presente resolución, el periodo se determina en años.

N : Años 1, 2, 3, ...

Artículo 20. Asignación de gastos en combustible o energía para estaciones de compresión. Los gastos en combustible o energía para compresión en cada tramo o grupo de gasoductos, GEC_k , se asignarán, a cada remitente que se benefició del servicio de transporte prestado en el mes m en el tramo o grupo de gasoductos k , con base en la siguiente expresión:

$$GECR_{i,m+1} = \frac{CAPR_{i,m}}{\sum_{i=1}^{TR} CAPR_{i,m}} \times GEC_{k,m-1}$$

Donde:

$GECR_{i,m+1}$: Gastos en combustible y energía para estaciones de compresión a cargo del remitente i a facturar en el mes $m + 1$. Este valor estará expresado en pesos colombianos corrientes.

$CAPR_{i,m}$: Suma de las capacidades máximas contratadas por el remitente i durante el mes m . Incluye todas las modalidades de contratos de transporte en el tramo o grupo de gasoductos k , definidos para efectos tarifarios. Este valor estará expresado en miles de pies cúbicos por día, kpcd.

$GEC_{k,m-1}$: Gastos en combustible y energía para estaciones de compresión durante el mes $m - 1$ asociados al tramo o grupo de gasoductos, k , definidos para efectos tarifarios. Este valor estará expresado en pesos colombianos.

TR : Número total de remitentes que contrataron capacidad de transporte durante el mes m en el tramo o grupo de gasoductos, k , definidos para efectos tarifarios, bajo cualquier modalidad de contrato de transporte.

Parágrafo 1. El valor $GECR$ hará parte del costo de prestación del servicio de transporte como se establece en el Artículo 39 de la presente resolución, y se deberá mostrar de manera desagregada de otros costos en la factura del servicio de transporte.

Parágrafo 2. A partir de la vigencia de la presente resolución y hasta la entrada en vigencia de los cargos aprobados con base en la metodología de la presente resolución, los transportadores deberán realizar las adecuaciones que requieran

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

en sus sistemas de información para cumplir con lo dispuesto en la presente resolución.

Artículo 21. Cargos para el servicio de transporte de gas a contraflujo. Los cargos máximos para el servicio de transporte de gas a contraflujo serán los mismos adoptados para el respectivo tramo o grupo de gasoductos, de conformidad con el Artículo 18 de la presente resolución.

Parágrafo. El transportador estará obligado a atender las solicitudes de servicio de transporte a contraflujo si la prestación de este servicio es técnicamente viable. En caso de que el transportador indique que no es factible la prestación del servicio a contraflujo, deberá justificarlo.

Capítulo III

Inversión a reconocer en activos que hayan cumplido la vida útil normativa

Artículo 22. Determinación de la vida útil de un activo. Para los activos asociados a la IE_t , la vida útil se contará, según cada caso, a partir de: i) su fecha de entrada en operación comercial, ii) el reconocimiento de un costo de oportunidad de acuerdo con la Resolución CREG 001 de 2000, iii) el reconocimiento por primera vez en los cargos tarifarios aprobados por la CREG, o iv) el ajuste tarifario por aplicación de un nuevo período de vida útil normativa con los valores VAO_t o $VRAN_t$.

Para los activos asociados a las IAC_{t-1} , la vida útil se contará a partir de la fecha de entrada en vigencia de los cargos calculados con la Resolución CREG 126 de 2010. Para los activos asociados a las IAC_t , $PNI_{II,t}$ y activos que se remplacen al finalizar el período de vida útil normativa, la vida útil normativa se contará a partir del mes y del año de la entrada en vigencia de los cargos del respectivo activo.

En el caso de los activos $PNI_{v,t}$ la vida útil normativa corresponde a la del activo principal.

Artículo 23. Inversión a reconocer en activos que cumplan el período de vida útil normativa. Para aquellos activos en servicio, exceptuando terrenos y edificaciones, cuya vida útil normativa se cumpla dentro del período tarifario vigente, se aplicarán las siguientes reglas:

- a) Dentro del término establecido en el literal b) del Artículo 24 de la presente resolución, el transportador deberá declarar los activos que cumplirán el período de vida útil normativa durante los primeros cinco años del período tarifario t .

En esta identificación, el transportador declarará, en el Anexo 2 de la presente resolución, tal como consta en las respectivas resoluciones particulares y/o en los documentos soportes:

- i. Nombre del activo.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

- ii. El año y mes de entrada en operación.
- iii. El año y mes en el que la Comisión por primera vez lo reconoció en los cargos tarifarios.
- iv. El año y mes en el que se cumplirá el período de vida útil normativa.
- v. Adicionalmente, debe justificar la necesidad de mantener el activo por su segunda vida útil normativa.

Si dentro del término establecido en el literal b) del Artículo 24, el transportador no declara la información requerida, la Comisión podrá iniciar, de oficio, las actuaciones administrativas tendientes a valorar los activos que cumplirán su vida útil normativa durante los primeros cinco años del período tarifario t y ajustar los cargos regulados correspondientes. Esta valoración se hará considerando el mecanismo establecido en el Anexo 1 de la presente resolución.

b) Para cada uno de los activos que terminan el período de vida útil normativa, el transportador declarará:

- i. La decisión de reponer o continuar con el activo para la siguiente vida útil normativa, con base en la información de que dispone el transportador y el modelo de valoración CREG del Anexo 1 de la presente resolución.
- ii. Para los activos que decida seguir operando, la información solicitada en el Anexo 2 de la presente resolución.
- iii. Para los activos que decida reemplazar manteniendo la misma capacidad de transporte, la información solicitada en el Anexo 2 de la presente resolución. En este caso, se considerará para el trámite de cargos con un tratamiento similar al de los activos que hacen parte del programa de nuevas inversiones, PNI. Para el cálculo de cargos para este tipo de inversiones, se deberá aplicar lo dispuesto en el Artículo 18, siguiendo los procedimientos establecidos para $CFI_PNI_II_{t,\lambda_f}$ y $CVI_PNI_II_{t,\lambda_v}$.
- iv. Si el transportador considera que el activo que cumple vida útil normativa tiene una capacidad menor a la requerida y decide reemplazarlo en su totalidad por uno de mayor capacidad, se considerará para el trámite de cargos con un tratamiento similar al de los activos que hacen parte del programa de nuevas inversiones, PNI. Para el cálculo de cargos para este tipo de inversiones se deberá aplicar lo dispuesto en el Artículo 18, siguiendo los procedimientos establecidos para $CFI_PNI_II_{t,\lambda_f}$ y $CVI_PNI_II_{t,\lambda_v}$.
- v. Si el transportador mantiene el activo existente y hace una ampliación de capacidad mediante un loop o una estación de compresión, deberá seguir el procedimiento previsto para una IAC, y para el activo que continúa

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

operando deberá entregar la información correspondiente a lo definido en el literal e) del presente artículo.

- c) La Comisión verificará el año de finalización del período de vida útil normativa, e identificará los valores de los activos en los cargos tarifarios vigentes que cumplirán el período de vida útil normativa durante el período tarifario t de cinco años, de acuerdo con la información contenida en las respectivas resoluciones particulares y/o en los documentos soporte, entre otros.
- d) En caso de que la empresa declare que requiere reponer el 100% del activo que finaliza el período de vida útil normativa, la Comisión aplicará el procedimiento establecido en el Anexo 1 de la presente resolución para determinar el costo de reposición a nuevo de cada activo, *VRAN*. Este valor no incluirá estaciones reguladoras de puerta de ciudad, *ERPC*, las cuales se valorarán según lo establecido en el Artículo 43 de la presente resolución. En este caso, el AOM y la demanda de capacidad y de volumen serán los previstos en la segunda etapa para el respectivo tramo antes de su reemplazo.
- e) Si la decisión del transportador es continuar operando el activo existente, deberá seguir el siguiente procedimiento:
- i. El transportador declarará el tipo de inversión y su valor, para los siguientes cinco años, que requiere el activo para continuar operando durante su vida útil normativa, con el suficiente detalle y justificación. Esta información deberá ser declarada de acuerdo con Anexo 2 de la presente resolución.
 - ii. Según el tipo de inversión y el valor de la inversión, la CREG podrá contratar un auditor para: (i) verificar la necesidad de la inversión, y (ii) establecer un valor eficiente de referencia de la inversión.
 - iii. En la determinación de los cargos tarifarios, la CREG incluirá el valor de las inversiones eficientes calculadas en el literal vi que requiere el transportador para mantener en operación el activo. En este caso, el AOM y la demanda de capacidad y de volumen serán los previstos en la segunda etapa para el respectivo tramo, antes de su reemplazo.
 - iv. Mientras el transportador ejecuta el 100% de las inversiones que requiere para mantener en operación el activo, se retirará de la base de activos el valor correspondiente al activo que ha cumplido período de vida útil normativa, y en la base tarifaria se reconocerá el valor eficiente determinado por la CREG del valor presente de las inversiones para mantener en operación el activo. En las resoluciones de cargos particulares se reconocerán las inversiones declaradas para los siguientes cinco años con el valor eficiente determinado por la CREG.
 - v. Los valores de inversión aprobados en el presente literal remunerarán todas las inversiones eficientes requeridas, tales como inversiones en reparaciones, variantes y reposiciones parciales, para mantener la integridad y seguridad de los activos correspondientes durante su nuevo período de vida útil normativa.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

- vi. Cuando el transportador ejecute el 100% de cada una de las inversiones que requiere para mantener en operación el activo, en la base tarifaria solo se reconocerá el valor eficiente de las inversiones ejecutadas, las cuales se incluirán en cargos de acuerdo con lo establecido en el Artículo 19 de la presente resolución. El valor eficiente, *VAO*, se determinará siguiendo las siguientes fórmulas:

$$VAO = \begin{cases} Apr - \frac{Apr - Real}{2} & \text{si } Real \leq Apr \\ Apr + \frac{Real - Apr}{2} & \text{si } Apr < Real \leq 1,3 \times Apr \\ 1,15 * Apr & \text{si } Real > 1,3 \times Apr \end{cases}$$

$$Real = Real_{opr} \times \frac{IPP_{fb}}{IPP_{opr}}$$

Donde:

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

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

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

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

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

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

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

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

i. Cuando el transportador decida reemplazar un activo que cumple vida útil normativa por otro de distintas características de longitud, diámetro y trazado, se considerará para el trámite de cargos con un tratamiento similar al de los activos que hacen parte del programa de nuevas inversiones, PNI. Para el cálculo de cargos para este tipo de inversiones se deberá aplicar lo dispuesto en el Artículo 18 de la presente resolución, siguiendo los procedimientos establecidos para $CFI_PNI_II_{t,\lambda_f}$ y $CVI_PNI_II_{t,\lambda_v}$, en los siguientes casos:

a. Cuando sea un diámetro diferente al existente.

b. Cuando el cambio en longitud sea superior al 50% del trazado original.

ii. Mientras el transportador repone el activo, se continuará reconociendo el valor del activo que se encuentra en la base tarifaria.

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

$$VRAN = \begin{cases} Apr - \frac{Apr - Real}{2} & \text{si } Real \leq Apr \\ Apr + \frac{Real - Apr}{2} & \text{si } Apr < Real \leq 1,3 \times Apr \\ 1,15 * Apr & \text{si } Real > 1,3 \times Apr \end{cases}$$

$$Real = Real_{opr} \times \frac{IPP_{fb}}{IPP_{opr}}$$

Donde:

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

Apr : Valor aprobado para el nuevo activo, determinado con base en la información reportada según el Anexo 2 de la presente resolución y el valor eficiente determinado por la CREG. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

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

$Real_{opr}$: Valor real del nuevo activo, determinado con base en la información reportada por el transportador en el formato del Anexo 3 de la

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha de puesta en operación comercial. Los valores en dólares americanos se convertirán a pesos colombianos utilizando la TRM de la fecha de puesta en operación comercial.

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

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

g) El transportador, en su solicitud de cargos, deberá informar el cronograma para: (i) construir el gasoducto que va a reemplazar, y (ii) realizar las inversiones para mantener el gasoducto en operación.

En el plazo definido en en el literal b) del Artículo 24 de la presente resolución, el transportador deberá entregar un cronograma, en formato Microsoft Project, en el que se incluya el diagrama Gantt correspondiente a cada proyecto. Este cronograma deberá ser reportado a la SSPD para lo relativo a su competencia.

En caso de modificaciones a las fechas de puesta en operación comercial establecidas en el cronograma, el transportador deberá comunicar formalmente los cambios y la justificación de los mismos a la Comisión y a la SSPD.

Parágrafo 1. El gasoducto ramal al cual se le apliquen las disposiciones descritas en el presente artículo continuará estampillado.

Capítulo IV Aprobación de cargos

Artículo 24. Solicitud de aprobación de cargos para sistemas de transporte existentes que incorporan actualización de inversión, AOM, PNI e IAC. A partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, los agentes deberán solicitar la aprobación de cargos que incluyan las actualizaciones de PNI, IAC y AOM, como se establece en los siguientes literales:

- a) Los agentes deberán presentar a la Comisión una solicitud de aprobación de cargos que contenga la información exigida en los artículos 7, 8, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 22, 23 y 44 de la presente resolución.
- b) Con el fin de definir los cargos que aplicarán en el período tarifario, los agentes deberán remitir esta información dentro de los dos (2) meses siguientes a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución. En caso de no recibir la información requerida dentro del plazo aquí previsto, la Comisión podrá iniciar, de oficio, las actuaciones administrativas tendientes a la aprobación de los cargos, para lo cual hará uso de la mejor información disponible.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

- c) La empresa remitirá a la Comisión la información de acuerdo con lo previsto en el Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, y la demás información requerida según la presente resolución.
- d) Los agentes deberán realizar una presentación a la Comisión de la solicitud de aprobación de cargos. En esta presentación se deberán exponer, por lo menos, los siguientes puntos: (i) inversión existente; (ii) inversiones en aumento de capacidad y su justificación; (iii) inversiones del programa de nuevas inversiones y su justificación; (iv) determinación de los gastos de AOM; (v) demandas para el horizonte de proyección; (vi) cálculo de las capacidades máximas de mediano plazo, CMMP; (vii) cargos preliminares calculados por el agente; (ix) activos que cumplen vida útil normativa y (x) impactos de estos nuevos cargos.

En comunicación dirigida a cada transportador, la Dirección Ejecutiva de la CREG fijará la fecha y hora para realizar esta presentación.

- e) Los agentes deberán solicitar la aprobación de cargos al menos para los tramos de gasoductos definidos en las resoluciones particulares de cargos aplicados en el período tarifario $t - 1$. Así mismo, deberán solicitar la aprobación de cargos para los grupos de gasoductos definidos en dichas resoluciones.

Artículo 25. Actuación para la aprobación de cargos de transporte de gas segunda etapa. Después de recibida la solicitud con el cumplimiento de todos los requerimientos de información solicitados por la Comisión, se aplicará la metodología respectiva, se definirá la propuesta de cargos por uso y se someterá a consideración de la CREG la resolución definitiva, considerando los siguientes aspectos:

- a) La aprobación de cargos surtirá el trámite previsto en los artículos 108 y siguientes de la Ley 142 de 1994, y en lo no previsto en esta norma, se aplicarán las disposiciones del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.
- b) La información distinta a gastos de AOM del período tarifario $t - 1$ corresponderá a aquella de que disponga el transportador hasta el mes anterior a la fecha de la solicitud de aprobación de nuevos cargos con la metodología adoptada en la presente resolución para el período tarifario t . Para el caso de los gastos de AOM, la información del período tarifario $t - 1$ será aquella de que disponga el transportador hasta el 31 de diciembre del año anterior a la solicitud.
- c) De acuerdo con lo previsto por el artículo 113 de la Ley 142 de 1994, contra la decisión mediante la cual la Comisión apruebe los cargos, procede el recurso de reposición, el cual podrá interponerse ante la Dirección Ejecutiva de la Comisión, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha en que sea notificada a las partes, según el caso.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Capítulo V

Actualización de cargos regulados

Artículo 26. Actualización de cargos regulados. Los cargos regulados calculados de conformidad con el Artículo 18 de la presente resolución se actualizarán aplicando las siguientes reglas:

26.1. Actualización de las Parejas de Cargos Regulados. El transportador actualizará las parejas de cargos regulados al finalizar cada año transcurrido desde la fecha base, de acuerdo con la variación anual del *IPP* definido en el Artículo 2 de la presente resolución, mediante la siguiente fórmula:

$$\left(CFI_{t,\lambda_f}, CVI_{t,\lambda_v} \right)_x = \left(CFI_{t,\lambda_f}, CVI_{t,\lambda_v} \right)_{fb} \times \frac{IPP_{x-1}}{IPP_{fb}}$$

Donde:

$\left(CFI_{t,\lambda_f}, CVI_{t,\lambda_v} \right)_x$: Pareja de cargos regulados aplicables en el año *a*.

$\left(CFI_{t,\lambda_f}, CVI_{t,\lambda_v} \right)_0$: Pareja de cargos regulados, para la fecha base, establecida de conformidad con el numeral 18.9 de la presente resolución.

IPP_{x-1} : Índice de Precios al Productor Oferta Interna, reportado por el DANE para el mes de diciembre del año *aa - 1*.

IPP_{fb} : Índice de Precios al Productor Oferta Interna, reportado por el DANE para el mes de diciembre del año de la fecha base.

x: Año en el cual se actualizan los cargos regulados.

26.2. Actualización de los cargos fijos que remuneran los gastos de AOM. El transportador actualizará los cargos fijos que remuneran los gastos de *AOM* al finalizar cada año transcurrido desde la fecha base, de acuerdo con la variación anual del *IPC* nacional definido en el Artículo 2 de la presente resolución, mediante la siguiente fórmula:

$$CFAOM_{aa} = CFAOM_{fb} \times \frac{IPC_{aa-1}}{IPC_{fb}}$$

Donde:

$CFAOM_a$: Cargo regulado de *AOM* aplicable en el año *a*.

$CFAOM_0$: Cargo regulado de *AOM* para la fecha base, establecido de conformidad con el numeral 18.10 de la presente resolución.

IPC_{a-1} : Índice de Precios al Consumidor Total Nacional reportado por el DANE para el mes de diciembre del año *a - 1*.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

IPC_{fb} : Índice de Precios al Consumidor Total Nacional reportado por el DANE para el mes de diciembre del año de la fecha base.

aa : Año en el cual se aplica el cargo regulado de AOM.

Parágrafo 1. En caso de que alguno de los índices que se utilizan para actualización se deje de publicar, la Comisión, a través de la Dirección Ejecutiva de la CREG, podrá definir mediante circular el nuevo índice.

Parágrafo 2. La aplicación de los cargos a las cantidades contratadas y a los volúmenes transportados se hará como se establece en el Artículo 39 de la presente resolución.

Capítulo V

Proyectos de *IPAT* que ejecuta el transportador incumbente

Artículo 27. Inversión en proyectos de *IPAT* que ejecuta el transportador incumbente. Durante el período tarifario t el transportador podrá ejecutar inversiones en proyectos prioritarios incluidos en el plan de abastecimiento de gas natural aprobado por el Ministerio de Minas y Energía, que se encuentren embebidos dentro de su sistema de transporte, *IPAT*, para lo cual se aplicará el procedimiento establecido en el artículo 4 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan.

Cuando se trate de gasoductos y estaciones de compresión, el transportador deberá declarar a la Comisión la información establecida en el Anexo 2 de la presente resolución asociada al respectivo proyecto *IPAT*. Con base en esta información, y aplicando el mecanismo de valoración establecido en el Anexo 1 de la presente resolución, la Comisión determinará el valor a reconocer por los activos correspondientes a gasoductos y estaciones de compresión u otros activos, expresado en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la declaración de información.

Para el caso de activos distintos a gasoductos y estaciones de compresión, la Comisión establecerá el valor a reconocer de estos activos a partir de costos eficientes de otros activos comparables u otros criterios de que disponga. Este valor estará expresado en pesos colombianos del 31 de diciembre del año de la fecha base.

Los anteriores valores corresponderán a las inversiones del plan de abastecimiento asociados a cada proyecto *IPAT* en el respectivo tramo de gasoducto.

Cada vez que un proyecto *IPAT* entre en operación comercial, y dentro de los tres meses siguientes, el transportador deberá declarar a la Comisión el valor real del respectivo activo. Estos valores se deberán declarar en el formato del Anexo 3 de la presente resolución, y deberán estar expresados en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la declaración de información establecida en el Anexo 2 de la presente resolución, y reportar el porcentaje del ingreso anual

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

esperado que solicita le sea remunerado en dólares americanos; este porcentaje no podrá ser superior al 42%, y deberá corresponder a un valor único.

Si el valor real del activo es distinto del valor aprobado mediante resolución I_{IPAT} , para cada proyecto $IPAT$ la Comisión determinará un valor ajustado IA_{IPAT} , así:

$$IA_{IPAT} = \begin{cases} Apr - \frac{Apr - Real}{2} & \text{si } Real \leq Apr \\ Apr + \frac{Real - Apr}{2} & \text{si } Apr < Real \leq 1,3 \times Apr \\ 1,15 \times Apr & \text{si } Real > 1,3 \times Apr \\ Real = Real_{usd,opr} \times TRM_a + Real_{COP,opr} & \end{cases}$$

Donde:

IA_{IPAT} : Valor ajustado de I_{IPAT} , expresado en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la declaración de información establecida en el Anexo 2 de la presente resolución.

Apr : Valor reconocido del proyecto $IPAT$, I_{IPAT} expresado en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la declaración de información establecida en el Anexo 2 de la presente resolución.

$Real$: Valor real del proyecto $IPAT$ determinado con base en la información reportada por el transportador en el formato del Anexo 3 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la declaración de información establecida en el Anexo 2 de la presente resolución.

TRM_a : Tasa representativa del mercado del 31 de diciembre del año anterior a la declaración de información establecida en el Anexo 2 de la presente resolución.

$Real_{COP,opr}$: Componente en pesos colombianos del valor real del proyecto $IPAT$ determinado con base en la información reportada por el transportador en el formato del Anexo 3 de la presente resolución. Para actualizarlo a la fecha de cálculo de Apr se utilizará el Índice de precios al productor oferta interna, IPP publicado por el DANE.

$Real_{usd,opr}$: Componente en dólares americanos del valor real del proyecto $IPAT$ determinado con base en la información reportada por el transportador en el formato del Anexo 3 de la presente resolución. Para actualizarlo a la fecha Apr se utilizará el Producer Price Index PPI Serie ID: WPSFD41312

La Comisión realizará el ajuste a que haya lugar, con el fin de incluir en el flujo de ingresos el valor ajustado de las inversiones del proyecto $IPAT$, I_{IPAT} .

R

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Parágrafo 1. La Comisión podrá verificar la información reportada en el Anexo 3 de la presente resolución mediante los mecanismos que considere pertinentes.

Parágrafo 2. Los valores eficientes que se determinen aplicando lo dispuesto en este artículo incluyen costos ambientales, sociales, de abandono y contingencias estándar.

Artículo 28. Gastos de administración, operación y mantenimiento de proyectos de IPAT que ejecuta el transportador incumbente. Para determinar los gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a cada proyecto *IPAT*, *AOM_{IPAT}*, se aplicará el siguiente procedimiento:

El transportador declarará a la CREG los gastos de administración, operación y mantenimiento, *AOM*, asociados a cada proyecto *IPAT*, como se dispone a continuación:

a) Gastos fijos en compresión asociada a proyectos de *IPAT*, *CFC_{IPAT}*: Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

1. El transportador declarará los gastos esperados directamente relacionados con cada estación *e* para el período *PEPT*, distintos al costo del combustible o energía requerida para comprimir el gas, e indicará el tramo o grupo de gasoductos al que está asociada la estación. Estos gastos estarán expresados en pesos colombianos constantes del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la declaración. Así mismo, entregará los soportes técnicos de estos gastos: justificación de las horas proyectadas de uso de los compresores, copia de las curvas típicas de consumo de lubricantes de las máquinas de acuerdo con las especificaciones técnicas dadas por los fabricantes, entre otros.
2. La CREG evaluará la eficiencia de los gastos indicados en el literal anterior, utilizando la mejor información disponible. Los valores resultantes de esta evaluación corresponderán a la variable *CFC_{IPAT}*, para cada año del *PEPT*.

b) Gastos en gasoductos asociados a proyectos de *IPAT*: Para gasoductos se aplicará el siguiente procedimiento:

1. El transportador declarará a la Comisión, para cada año del *PEPT*, la estimación de los gastos asociados al gasoducto, distintos a gastos en corridas con raspador inteligente y gastos asociados a gas de empaquetamiento. Estos gastos estarán expresados en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la declaración.

La Comisión evaluará la eficiencia en estos gastos utilizando la mejor información disponible. Los valores resultantes corresponderán a los gastos asociados al gasoducto, distintos a gastos en corridas con raspador inteligente y gastos asociados a gas de empaquetamiento, *AOMD_{IPAT}*, para cada año del *PEPT*.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

2. El transportador declarará a la Comisión, para el *PEPT*, la estimación de los gastos en corridas con raspador inteligente, expresados en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la declaración. Así mismo, entregará los soportes técnicos de esta estimación. Se reconocerá máximo una corrida con raspador inteligente cada seis años.

La Comisión evaluará la eficiencia en estos gastos utilizando la mejor información disponible. Los valores resultantes corresponderán a los gastos en corridas con raspador inteligente asociados al gasoducto, GCR_{IPAT} .

3. El transportador declarará a la Comisión el gas de empaquetamiento asociado al gasoducto, QGE_{IPAT} , expresado en MBTU, y adjuntará los respectivos soportes de cálculo. Para realizar los cálculos del QGE_{IPAT} se utilizarán las condiciones físicas promedio de operación esperadas en el respectivo gasoducto para los primeros 12 meses de operación. La Comisión podrá verificar o solicitar ampliación a la información reportada por el transportador.

La Comisión calculará los gastos asociados al gas de empaquetamiento, GGE_{IPAT} , utilizando la siguiente expresión:

$$GGE_{IPAT} = PGE \times QGE_{IPAT} \times TRM \times Tkip$$

Donde:

GGE_{IPAT} : Gastos asociados al gas de empaquetamiento del gasoducto *IPAT* para cada año del *PEPT*, expresados en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la declaración.

PGE: Precio promedio nacional publicado por el gestor del mercado, ponderado por cantidades, de contratos de todas las fuentes de suministro de gas natural resultantes de aplicar el mecanismo de comercialización establecido en el Artículo 25 de la Resolución CREG 114 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Se tomará la información del año anterior más reciente en el que haya información de contratos que permita calcular el precio promedio ponderado.

Este precio estará expresado en dólares americanos del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la declaración de información del transportador. En caso de requerirse, este precio se actualizará con el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a gas natural, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPU0531). Para estos efectos, se tomarán los índices disponibles al momento de efectuar el cálculo. En caso de que este índice se deje de publicar, la Comisión, a través de la Dirección Ejecutiva de la CREG, podrá definir mediante

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

circular un nuevo índice reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos.

Tkip: Tasa promedio de costo de capital establecida en el Artículo 17 de la presente resolución.

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

QGE_{IPAT} Gas de empaquetamiento asociado al gasoducto en kpc.

c) Gastos asociados a infraestructura distinta a estaciones de compresión y gasoductos, $AOMO_{IPAT}$: para esta infraestructura se aplicará el siguiente procedimiento:

1. El transportador declarará a la Comisión la estimación de los gastos totales asociados a esta infraestructura para cada año del *PEPT*, expresados en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la declaración. Así mismo, entregará los soportes técnicos que justifiquen los respectivos valores.

La Comisión evaluará la eficiencia en estos gastos utilizando la mejor información disponible. Los valores resultantes corresponderán a los gastos asociados al proyecto *IPAT* correspondiente a infraestructura distinta a estaciones de compresión y gasoductos, $AOMO_{IPAT}$, para cada año del *PEPT*.

Los gastos de administración, operación y mantenimiento asociados al proyecto *IPAT*, AOM_{IPAT} , serán los siguientes, según el tipo de proyecto:

$$AOM_{IPAT} = \begin{cases} CFC_{IPAT} & \text{si el IPAT es estación de compresión} \\ AOMD_{IPAT} + GCR_{IPAT} + GCR_{IPAT} & \text{si el IPAT es gasoducto} \\ AO_{IPAT} & \text{si el IPAT es otro proyecto} \end{cases}$$

Parágrafo 1. Con base en las disposiciones de los artículos 30, 31 y 32 de la presente resolución, la Comisión expedirá una resolución en la que adoptará el flujo de ingresos para remunerar el valor eficiente de las inversiones y los gastos de AOM del proyecto e *IPAT*, como se establece en el capítulo VI de la presente resolución.

Artículo 29. Capacidad adicional generada por obras del plan de abastecimiento de gas natural: Cuando se ejecuten proyectos *IPAT*, o proyectos a través de los procesos de selección de que trata la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, que generen aumento en la capacidad de transporte de un sistema de transporte existente, el transportador responsable de este sistema deberá determinar la capacidad final del sistema con los nuevos proyectos, así:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

$$CMMP_{PAG} = CMMP + \sum_{w=1}^n CMMP_w$$

Donde:

$CMMP_{PAG}$: Es el máximo volumen de gas transportable en un día de gas, para cada año del horizonte de proyección, calculado por el transportador con modelos de dinámica de flujo de gas, incluyendo proyectos del plan de abastecimiento de gas natural ejecutados por el transportador o por un tercero, utilizando los parámetros técnicos específicos del fluido y del gasoducto, así como los procedimientos y las presiones de entrada y salida que se definen en la presente resolución.

$CMMP_w$: Es el máximo volumen de gas transportable en un día de gas, para cada año del horizonte de proyección, incluyendo los proyectos del plan de abastecimiento de gas natural ejecutados por el transportador o por un tercero, calculado por el transportador con modelos de dinámica de flujo de gas, utilizando los parámetros técnicos específicos del fluido y del gasoducto, así como los procedimientos y las presiones de entrada y salida que se definen en la presente resolución.

$CMMP$: Es el máximo volumen de gas transportable en un día de gas, para cada año del horizonte de proyección, sin proyectos del plan de abastecimiento de gas natural ejecutados por el transportador o por un tercero, calculado por el transportador con modelos de dinámica de flujo de gas, utilizando los parámetros técnicos específicos del fluido y del gasoducto, así como los procedimientos y las presiones de entrada y salida que se definen en la presente resolución.

w : Proyecto del plan de abastecimiento de gas natural ejecutado por el transportador o por un tercero. Puede corresponder a proyectos p de *IPAT* o a proyectos s ejecutados mediante procesos de selección.

n : Número de proyectos del plan de abastecimiento de gas natural ejecutados por el transportador o por terceros.

La $CMMP_{PAG}$ se debe calcular de manera separada para cada sentido o dirección del tramo o grupo de gasoductos, cuando se presente condición de contraflujo.

Capítulo VI

Metodología para remunerar inversiones y gastos de AOM de proyectos de *IPAT* ejecutados por el transportador incumbente

Artículo 30. Flujo de ingresos para remunerar inversión. Para cada proyecto *IPAT*, la CREG calculará anualidades para remunerar la inversión durante el período estándar de pagos al transportador incumbente, así:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

- a) **Flujo de ingresos en pesos:** Para cada año del período estándar de pagos al transportador incumbente se fijará el valor obtenido de aplicar la siguiente expresión:

$$IAE_COP_{IPAT} = (1 - F_p) \times (I_{IPAT} + OI_{IPAT}) \times \frac{Tkip}{1 - (1 + Tkip)^{-20}}$$

Donde:

IAE_COP_{IPAT} : Ingreso anual esperado del proyecto de $IPAT$, expresado en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la declaración de información.

F_p : Porcentaje del valor de la inversión en el proyecto $IPAT$ que solicitó el transportador para ser remunerado en dólares, de acuerdo con lo establecido en el literal a) del artículo 4 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

I_{IPAT} : Valor eficiente de la inversión del proyecto $IPAT$, determinado de conformidad con lo establecido en el Artículo 27 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la declaración de información.

OI_{IPAT} : Valor eficiente de otras inversiones en el proyecto $IPAT$, que corresponderá a la suma de los costos de (i) la fiducia que contratará al auditor, (ii) los servicios que prestará el auditor; y (iii) de constituir el patrimonio autónomo de acuerdo con lo establecido en el literal a) del artículo 4 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Este valor estará expresado en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la declaración de información, para lo cual se utilizará la TRM correspondiente a esta fecha.

$Tkip$: Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de transporte a través de ingreso regulado expresado en pesos colombianos, para los proyectos de los planes de abastecimiento de gas natural.

- b) **Flujo de ingresos en dólares:** Para cada año del período estándar de pagos al transportador incumbente, se fijará el valor obtenido de aplicar la siguiente expresión:

$$IAE_US_{IPAT} = F_p \times [I_{IPAT} + OI_{IPAT}] \times \frac{1}{TRM} \times \frac{Tkip}{1 - (1 + Tkip)^{-20}}$$

Donde:

IAE_US_{IPAT} : Ingreso anual esperado del proyecto $IPAT$, expresado en dólares americanos del 31 de diciembre del año anterior a la declaración de información.

F_p : Porcentaje del valor de la inversión en el proyecto $IPAT$ que solicitó el transportador incumbente para ser remunerado en dólares de

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

acuerdo con lo establecido en el literal a) del artículo 4 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

I_{IPAT}: Valor eficiente de la inversión del proyecto *IPAT*, determinado de conformidad con lo establecido en el Artículo 27 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la declaración de información.

O_{IPAT}: Valor eficiente de otras inversiones en el proyecto *IPAT*, que corresponderá a la suma de los costos de (i) la fiducia que contratará al auditor, (ii) los servicios que prestará el auditor; y (iii) de constituir el patrimonio autónomo de acuerdo con lo establecido en el literal a) del artículo 4 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Este valor estará expresado en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la declaración de información, para lo cual se utilizará la TRM correspondiente a esta fecha.

T_{kip}: Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de transporte a través de ingreso regulado expresado en pesos colombianos, para los proyectos de los planes de abastecimiento de gas natural.

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

Parágrafo 1. Los costos de la fiducia que contratará el auditor y los de constituir el patrimonio autónomo deberán reflejar precios de mercado.

Parágrafo 2. Los valores del *IAE_COP_{IPAT}* se actualizarán anualmente con la variación del *IPP* del mes a actualizar con respecto del *IPP* del mes de diciembre del año de la declaración de la información.

Parágrafo 3. Los valores del *IAE_US_{IPAT}* se actualizarán anualmente con la variación del *PPI* del mes a actualizar, respecto al *PPI* del mes de diciembre del año de la declaración de la información.

Artículo 31. Flujo de ingresos para remunerar los gastos de AOM. En la misma resolución que se apruebe el flujo de ingresos anuales para remunerar la inversión del proyecto *IPAT*, la Comisión aprobará los valores eficientes de los gastos de AOM para el proyecto *IPAT* para cada año del período estándar de pagos al transportador, *AOM_{IPAT}*, determinados de conformidad con lo establecido en el Artículo 28 de la presente resolución. Estos valores de AOM estarán expresados en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la declaración.

Parágrafo 1. Los valores del *AOM_{IPAT}* se actualizarán anualmente con la variación del *IPC* del mes a actualizar con respecto del *IPC* del mes de diciembre del año de la declaración de la información.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Parágrafo 2. El flujo de ingresos total en un año, AOM_{IPAT} , para remunerar el proyecto *IPAT* será el valor en pesos colombianos del ingreso $IAE_{US_{IPAT}}$, más el ingreso $IAE_{COP_{IPAT}}$, más el ingreso AOM_{IPAT} .

Artículo 32. Oficialización de ingresos para el transportador incumbente. Mediante resolución, la Comisión aprobará los valores del flujo de ingresos anuales para remunerar la inversión y los gastos de AOM del proyecto *IPAT*.

En esta resolución se identificarán, entre otros: (i) el proyecto y el transportador incumbente; (ii) el ingreso en dólares y en pesos colombianos que recibirá el transportador incumbente en cada uno de los 20 años; (iii) los nombres de los transportadores responsables del recaudo del flujo de ingresos y la porción del flujo de ingresos que se recaudará en cada sistema de transporte cuando haya beneficiarios del proyecto en más de un sistema de transporte; (iv) el porcentaje para asignar a cada sistema de transporte los recursos provenientes de la ejecución de garantías de cumplimiento; y (v) los beneficiarios del proyecto definidos por la UPME de conformidad con lo establecido en la Resolución 40052 de 2016 del Ministerio de Minas y Energía, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Parágrafo 1. En caso de que el proyecto *IPAT* sea puesto en operación en fecha diferente a la FPO, o a la FPO ajustada según lo establecido en el artículo 22 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, la CREG ajustará la resolución mediante la cual hizo oficial la remuneración del proyecto, con el fin de tener en cuenta la situación que se presente.

Parágrafo 2. El porcentaje para asignar a cada sistema de transporte los recursos provenientes de la ejecución de garantías de cumplimiento deberá guardar relación con la asignación de pagos por cada sistema.

Parágrafo 3. La Comisión ajustará la resolución mediante la cual se apruebe el flujo de ingresos anuales para remunerar la inversión del proyecto *IPAT*, cuando sea necesario incluir el valor ajustado de inversiones, IA_{IPAT} , de acuerdo con lo establecido en el Artículo 27 de la presente resolución.

Artículo 33. Remuneración de cada proyecto. Los transportadores responsables de los sistemas de transporte que sean utilizados por remitentes beneficiarios del proyecto *IPAT*, según los beneficiarios que determine la UPME, serán los responsables de liquidar, actualizar, facturar, y recaudar el valor de los pagos para el transportador incumbente.

Con base en la información contenida en la resolución mediante la cual se oficialice el flujo de ingresos para el transportador incumbente, cada transportador recaudará de sus remitentes beneficiados con el proyecto la porción del flujo de ingresos que corresponda a su sistema, *IER*, para lo cual tendrá en cuenta lo siguiente:

- a) El ingreso mensual a pagar por parte de los remitentes beneficiados en cada sistema de transporte se obtiene con base en la siguiente expresión:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

$$IER_{IPAT,T,m} = \frac{IAE_{US_{IPAT,T}} \times TRM_m + IAE_{COP_{IPAT,T}} + AOM_{IPAT,T}}{12}$$

Donde:

$IER_{IPAT,T,m}$: Ingreso esperado para el mes m a recaudar en el sistema de transporte T , asociado al proyecto $IPAT$. Este valor estará expresado en pesos colombianos.

$IAE_{US_{IPAT,T}}$: Porción del ingreso anual esperado definido en el literal b) del Artículo 30 de la presente resolución, a recaudar en el sistema T . Este valor estará expresado en dólares americanos actualizados como se establece en el parágrafo 2 del Artículo 30 de la presente resolución.

$IAE_{COP_{IPAT,T}}$: Porción del ingreso anual esperado definido en el literal a) del Artículo 30 de la presente resolución, a recaudar en el sistema T . Este valor estará expresado en pesos colombianos actualizados como se establece en el parágrafo 3 del Artículo 30 de la presente resolución.

$AOM_{IPAT,T}$: Porción de gastos de AOM definidos en Artículo 28 de la presente resolución, a recaudar en el sistema T . Este valor estará expresado en pesos colombianos actualizados como se establece en el parágrafo 1 del Artículo 31 de la presente resolución.

TRM_m : TRM del último día calendario del mes m .

m : Corresponde al mes calendario de prestación del servicio de transporte.

T : Corresponde al sistema de transporte.

Los transportadores responsables del recaudo de ingresos empezarán a facturar el ingreso mensual a partir del primer día calendario del mes siguiente a la fecha de puesta en operación comercial del proyecto, certificada por el auditor del proyecto de que trata el artículo 24 de la Resolución 107 de 2017. Para la facturación y pago del primer mes de ingresos se tomará en cuenta el primer mes completo. En consecuencia, no se reconocerá facturación por fracción de mes.

- b) Para cada uno de los pagos mensuales se descontarán las compensaciones por indisponibilidad a que haya lugar según lo establecido en el artículo 18 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan, y los ingresos $ID_{k,m}$ positivos, como se establece en el literal e) del Artículo 35 de la presente resolución. Para este efecto el transportador incumbente deberá reportar al transportador responsable del recaudo, dentro de los primeros cinco días hábiles de cada mes, el factor de indisponibilidad y los ingresos $ID_{k,m}$ positivos como se establece en el literal e) del Artículo 35 de la presente resolución. La asignación de los ingresos $ID_{k,m}$ positivos a cada sistema de transporte en el que haya beneficiarios la hará el transportador

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

incumbente a prorrata de la porción del flujo de ingresos que se recaudará en cada sistema de transporte.

El transportador incumbente deberá publicar, en el boletín electrónico de operaciones, BEO, las indisponibilidades del mes de prestación del servicio, y las indisponibilidades de los últimos doce meses del respectivo activo.

- c) El transportador incumbente no recibirá pagos por proyectos que hayan sido retirados del servicio.
- d) El transportador responsable del recaudo recaudará el flujo de ingresos de los beneficiarios del respectivo proyecto *IPAT*.

Cada proyecto *IPAT* tendrá un período de pagos de acuerdo con las siguientes reglas:

- 1) En el evento en que el proyecto inicie su operación en la FPO, o en la FPO ajustada según lo establecido en el artículo 22 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, el transportador incumbente recibirá pagos durante 20 años contados a partir del inicio de la puesta en operación comercial del proyecto.
- 2) En caso de que la fecha de puesta en operación del proyecto sea diferente a la FPO, o a la *FPO* ajustada según lo establecido en el artículo 22 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, el transportador incumbente recibirá pagos desde la fecha de entrada en operación hasta la fecha en que se cumplan 20 años contados a partir de la FPO, o de la *FPO* ajustada según lo establecido en el artículo 22 la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Parágrafo 1. Durante el período de pagos, el transportador incumbente será el responsable de la administración, operación y mantenimiento del proyecto.

Parágrafo 2. En caso de que la fecha de puesta en operación del proyecto sea anterior a la FPO, o a la *FPO* ajustada según lo establecido en el artículo 22 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, el ingreso a recibir desde la fecha de entrada en operación hasta la FPO o la *FPO* ajustada será el valor mensual $IER_{IPAT,T,m}$.

Parágrafo 3. Para efectos de aplicar lo establecido en los artículos 18 y 30 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o complementen, el *IAE* de que trata la Resolución CREG 107 corresponderá al ingreso esperado por el transportador incumbente, IAE_{IPAT} , y los proyectos *s* de que trata la Resolución CREG 107 corresponderán a los proyectos *IPAT*.

Parágrafo 4. Finalizados los 20 años, la remuneración del proyecto para el período siguiente será el resultado de aplicar la metodología de remuneración para activos que cumplen período de vida útil normativa. Para esto, un año antes de la finalización de los 20 años, el transportador deberá presentar a la CREG la respectiva solicitud de cargos de acuerdo con la metodología vigente en esa fecha.

Parágrafo 5. El pago al transportador incumbente se hará dentro de los tres días hábiles siguientes al vencimiento de la factura para los participantes del

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

mercado mayorista de gas natural, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 123 de 2013, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. El transportador responsable del recaudo podrá exigir garantía de pago a sus remitentes por este concepto, y deberá establecer garantía de pago al transportador incumbente. Cuando el transportador que recauda sea el mismo incumbente, los valores que recaude por concepto del proyecto harán parte de sus ingresos.

Parágrafo 6. En resolución aparte, la Comisión establecerá el mecanismo para remunerar a los transportadores que realicen liquidación, actualización, facturación, recaudo y transferencia de los pagos mensuales para el transportador incumbente que ejecute proyectos *IPAT*.

Artículo 34. Facturación del ingreso para el transportador incumbente. El ingreso para remunerar un proyecto *IPAT* hará parte de los cargos por uso de los sistemas de transporte donde haya remitentes beneficiados. Para ello, el transportador responsable del recaudo facturará, en el mes $m+1$, el servicio prestado en el mes m a los remitentes beneficiados del proyecto en su sistema de transporte T según la siguiente expresión:

$$PS_{IPAT,m} = (IERS_{IPAT,T,m} - COP_{IPAT,T,m} + SAL_{IPAT,T,m-1} + IMP_{IPAT,m}) \times \frac{VR_{IPAT,m}}{VT_{IPAT,m}}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} Si \ PS_{IPAT,m} > 0 \\ SAL_{IPAT,T,m} = 0 \end{array} \right.$$

$$\left\{ \begin{array}{l} Si \ PS_{IPAT,m} < 0 \\ SAL_{IPAT,T,m} = PS_{IPAT,m} \times (1 + Tkipm) \\ PS_{IPAT,m} = 0 \end{array} \right.$$

$$Tkipm = (1 + Tkip)^{\frac{1}{12}} - 1$$

Donde:

$PS_{IPAT,m}$: Valor a facturar en el mes $m + 1$ por el servicio prestado en el mes m al remitente beneficiario del proyecto *IPAT*. Valor expresado en pesos colombianos.

$VR_{IPAT,m}$: Volumen transportado en el mes m al remitente beneficiario del proyecto *IPAT*. Valor expresado en KPC.

$VT_{IPAT,m}$: Volumen total transportado en el mes m a todos los remitentes beneficiarios del proyecto *IPAT* en el respectivo sistema de transporte. Valor expresado en KPC.

$IERS_{IPAT,T,m}$: Ingreso esperado para el mes m a recaudar en el sistema de transporte T , asociado al proyecto *IPAT*, determinado como se

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

establece en el literal a) del Artículo 33 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos.

$COP_{IPAT,T,m}$: Valor de las compensaciones por indisponibilidad durante el mes m como se define en el literal b) del artículo 18 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, asociadas al sistema T . Valor expresado en pesos colombianos.

$SAL_{IPAT,T,m}$: Saldo acumulado de ingresos en el mes m , asociado al proyecto $IPAT$ en el sistema T . Valor expresado en pesos colombianos.

$IMP_{IPAT,m}$: Impuestos y costos generados por transferencia de recursos en el mes m al transportador incumbente. Estos impuestos y costos se generan por la transferencia del ingreso esperado para el mes $m - 1$ a recaudar en el sistema T y facturado en el mes m . Valor expresado en pesos colombianos.

$Tkipm$: Tasa promedio mensual de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de transporte a través de ingreso regulado expresado en pesos colombianos, para los proyectos de los planes de abastecimiento de gas natural.

m : Corresponde al mes calendario de prestación del servicio.

Si en un mes de prestación del servicio el valor a facturar $PS_{IPAT,m}$ es negativo, el saldo $SAL_{IPAT,T,m} = PS_{IPAT,m}$ ajustado con la tasa de descuento mensual y se factura $PS_{IPAT,m} = 0$

Parágrafo. El recaudo de los valores aquí establecidos podrá estar cubierto por las garantías exigidas por parte de los transportadores a los remitentes.

Artículo 35. Remuneración de tramos o grupos de gasoductos donde haya proyectos de IPAT. La remuneración de los tramos o grupos de gasoductos en los que haya proyectos $IPAT$ ejecutados por el transportador incumbente, o por terceros mediante los procesos de selección de que trata la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, estará sujeta a las siguientes reglas:

- El servicio de transporte en el tramo o grupo de gasoductos, k , incluido el servicio de transporte a contraflujo, estará sujeto a los cargos máximos regulados calculados como se establece en el Artículo 18 de la presente resolución.
- El ingreso total generado por la prestación del servicio del mes m lo facturará el transportador en el mes $m + 1$, así:

$$IT_{k,m} = \sum_{j=1}^n \left[CG_{k,j} \times (CF_{k,j} + AOM_{k,j}) \times \frac{d}{D} + CV_{k,j} \times V_{k,j} \right]$$

Donde:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

$IT_{k,m}$: Ingreso total por la prestación del servicio de transporte del mes m en el tramo o grupo de gasoductos k , expresado en pesos colombianos.

$CC_{k,j}$: Capacidad contratada a través del contrato j para el mes m , en el tramo o grupo de gasoductos k , expresada en miles de pies cúbicos por día. Incluye la capacidad contratada a contraflujo.

$CF_{k,j}$: Cargo fijo pactado en el contrato j , actualizado para el año a , en el tramo o grupo de gasoductos k , y expresado en pesos colombianos por miles de pies cúbicos por día.

$AOM_{k,j}$: Cargo fijo del contrato j que remunera los gastos de AOM aprobado por la CREG para tramo o grupo de gasoductos k , actualizado para el año a y expresado en pesos colombianos por miles de pies cúbicos por día.

d : Número de días de prestación del servicio de transporte durante el mes m .

D : Número de días del año x .

x : Año en el cual se actualizan los cargos regulados.

$CV_{k,j}$: Cargo variable pactado en el contrato j , actualizado para el año x , para tramo o grupo de gasoductos k , y expresado en pesos colombianos por miles de pies cúbicos.

$V_{k,j}$: Volumen transportado en virtud del contrato j durante el mes m , en el tramo o grupo de gasoductos k , expresado en miles de pies cúbicos.

n : Número de contratos en el tramo o grupo de gasoductos.

c) El transportador liquidará en el mes $m+1$ el ingreso máximo por la prestación del servicio en el mes m , así:

$$IM_{k,m} = \frac{d}{D} \times [DEC_{k,x} \times (CF_{k,x} + AOM_{k,x}) + (CV_{k,x} \times DEV_{k,x})]$$

$IM_{k,m}$: Ingreso total máximo para el transportador por la prestación del servicio de transporte en el mes m , en el tramo o grupo de gasoductos k , expresado en pesos colombianos.

d : Número de días de prestación del servicio durante el mes m .

D : Número de días del año x .

$DEC_{k,x}$: Demanda esperada de capacidad para el año x utilizada para el cálculo de los cargos fijos del tramo o grupo de gasoductos k , como se establece en el Artículo 18 de la presente resolución, expresada

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

en miles de pies cúbicos por día. En estas Demandas Esperadas de Capacidad DEC no se considerarán los proyectos IPAT.

En la resolución mediante la cual la CREG apruebe los cargos regulados para el para tramo o grupo de gasoductos k se deberá indicar explícitamente la demanda esperada de capacidad para cada año a .

$CF_{k,x}$: Cargo fijo de la pareja 80% fijo – 20% variable aprobado por la CREG para el para tramo o grupo de gasoductos k , actualizado para el año a y expresado en pesos colombianos por miles de pies cúbicos por día-año.

x : Año para el cual se actualizan los cargos regulados.

$AOM_{k,x}$: Cargo fijo que remunera los gastos de AOM aprobado por la CREG para el para tramo o grupo de gasoductos k , actualizado para el año a y expresado en pesos colombianos por miles de pies cúbicos por día.

$CV_{k,x}$: Cargo variable de la pareja 80% fijo – 20% variable aprobado por la CREG para el tramo o grupo de gasoductos k , actualizado para el año a y expresado en pesos colombianos por miles de pies cúbicos.

$DEV_{k,x}$: Demanda esperada de volumen para el año a utilizada para el cálculo de los cargos variables del tramo o grupo de gasoductos k , como se establece en el Artículo 18 de la presente resolución, expresada en miles de pies cúbicos. En estas Demandas Esperadas de Volumen $DEV_{k,x}$ no se considerarán los proyectos IPAT.

En la resolución mediante la cual la CREG apruebe los cargos regulados para el respectivo tramo o grupo de gasoductos se deberá indicar explícitamente la demanda esperada de volumen para cada año x .

x : Año en el cual se actualizan los cargos regulados.

d) A partir de la información de los literales b) y c) anteriores, el transportador determinará la diferencia de ingreso, $ID_{k,m}$, así:

$$ID_{k,m} = IT_{k,m} - IM_{k,m}$$

e) Si $ID_{k,m}$ es menor o igual a cero, el transportador tomará el ingreso $IT_{k,m}$.

Si $ID_{k,m}$ es mayor que cero, el transportador disminuirá este valor del costo de prestación del servicio de transporte a los remitentes beneficiarios de los proyectos $IPAT$ construidos en el tramo o grupo de gasoductos k , de la siguiente forma:

$$FIC = \min\left(1, \frac{SC}{\sum_{i\beta} CTR_{i\beta}}\right)$$

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

$$CT_{i_{\beta}} = CTR_{i_{\beta}} * (1 - FIC)$$

Donde:

- FIC*: Fracción de ingresos por el servicio de transporte del mes *m*.
- SC*: Saldo acumulado al término del mes *m* de valores $ID_{k,m}$. Este valor estará expresado en pesos colombianos.
- $CTR_{i_{\beta}}$: Costo de prestación del servicio de transporte al remitente i_{β} según contratos, durante el mes *m*. Este valor estará expresado en pesos colombianos.
- $CT_{i_{\beta}}$: Costo de prestación del servicio de transporte del mes *m* que pagará al transportador el remitente i_{β} . Este valor estará expresado en pesos colombianos.
- i_{β} : Número de remitentes beneficiarios de los proyectos de *IPAT* en el respectivo tramo o grupo de gasoductos.
- m*: Corresponde al mes calendario de prestación del servicio de transporte.

Parágrafo 1. El transportador deberá publicar en el BEO toda la información del cálculo mensual, así como la memoria de cálculo del $ID_{k,m}$ para todos sus remitentes.

Parágrafo 2. El gestor del mercado realizará anualmente máximo cinco auditorías aleatorias por sistema de transporte, para verificar la liquidación del $ID_{k,m}$ de cualquier mes del año y en cualquier tramo o grupo de gasoductos, *k*. Para esto, el transportador deberá mantener disponible la información correspondiente para los últimos doce meses liquidados. Para estas auditorías, el gestor del mercado seleccionará auditores independientes e idóneos, y los costos de estos auditores serán asumidos por el transportador auditado.

Parágrafo 3. El transportador responsable del sistema de transporte en el que están inmersos los proyectos *IPAT*, debe tomar las garantías propias y las de pago de los beneficiarios a los adjudicatarios. Además, también será responsable de liquidar, actualizar, facturar, recaudar y transferir los recursos correspondientes al adjudicatario según lo previsto en la Resolución CREG 107 de 2017 (en especial el artículo 17) o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Parágrafo 4. En resolución aparte, la Comisión podrá establecer un mecanismo particular para determinar los cargos máximos aplicables al servicio de transporte de gas a contraflujo para transportar gas proveniente de la infraestructura de importación de gas del Pacífico de que trata la Resolución CREG 152 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Artículo 36. Ajuste de disposiciones aplicables a proyectos de IPAT que ejecuta el transportador incumbente. Las disposiciones establecidas en el capítulo V y en los artículos 30 a 35 del capítulo VI del Título III de la presente resolución, se podrán ajustar cuando sea necesario para dar cumplimiento a las disposiciones adoptadas en el Decreto 2345 de 2015, por el cual se adicionó el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, o aquellos que los modifiquen o sustituyan, en relación con el plan de abastecimiento de gas natural. Esto incluye ajustes que se puedan requerir a las disposiciones adoptadas en la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Título IV Otras disposiciones

Capítulo I Negociación de cargos

Artículo 37. Opciones para negociar cargos que remuneran inversión. Los remitentes podrán utilizar las siguientes opciones para negociar los cargos aplicables al servicio de transporte pactado en contratos de capacidad firme, que remuneran inversión:

- a) Los comercializadores que representan demanda no regulada y los usuarios no regulados podrán acogerse a cualquiera de las siguientes opciones:
 1. Determinación libre de cargos por mutuo acuerdo con el transportador, conforme a lo dispuesto en el numeral 37.1 de este artículo.
 2. Determinación de las parejas de cargos regulados por mutuo acuerdo con el transportador, conforme a lo dispuesto en el numeral 37.2 de este artículo.

En caso de que los remitentes y el transportador no lleguen al mutuo acuerdo previsto en los numerales anteriores, o si las partes lo convienen, deberán aplicar el procedimiento de aproximación ordinal establecido en el numeral 37.3 de este artículo, dentro de los tres (3) meses siguientes al inicio de la negociación. Para el caso de los remitentes que den aplicación a lo dispuesto en este literal en virtud de sus contratos vigentes, según lo señalado en el parágrafo 3 de este artículo, se entenderá que el inicio de la negociación se da a la entrada en vigencia de los nuevos cargos.

- b) Los comercializadores que representan demanda regulada podrán determinar los cargos regulados por mutuo acuerdo con el transportador, conforme a lo dispuesto en el numeral 37.2 de este artículo, teniendo en cuenta que el cargo fijo deberá considerar un λ_f que sea como mínimo el valor del factor de carga promedio durante el período tarifario $t - 1$. En caso de que no lleguen al mutuo acuerdo, o si las partes lo convienen, deberán seguir el procedimiento de aproximación ordinal, conforme a lo dispuesto en el numeral 37.3 de este artículo, dentro de los tres (3) meses siguientes al inicio de la negociación. Para el caso de los remitentes que den aplicación a lo dispuesto en este literal en virtud de sus contratos vigentes, según lo

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

señalado en el parágrafo 3 de este artículo, se entenderá que el inicio de la negociación se da a la entrada en vigencia de los nuevos cargos.

37.1. Determinación libre de cargos de transporte

Opción mediante la cual los remitentes podrán convenir libremente con el transportador los cargos o esquema de remuneración por servicios de transporte.

Las opciones comerciales que diseñe el transportador deberán dar estricta aplicación al criterio de neutralidad establecido por el artículo 87 de la Ley 142 de 1994, y no podrán afectar el costo del servicio de los demás usuarios de un tramo o grupo de gasoductos.

37.2. Determinación de cargos regulados por mutuo acuerdo entre las partes

Opción mediante la cual los remitentes y el transportador podrán seleccionar, libremente y de común acuerdo, las parejas de cargos regulados que se ajusten a su conveniencia, a partir de los cargos establecidos por la CREG según el Artículo 18 de la presente resolución.

37.3. Determinación de cargos regulados por el procedimiento de aproximación ordinal

Opción mediante la cual los remitentes y el transportador aplican el siguiente procedimiento para establecer las parejas de cargos regulados:

- a) El transportador preparará una oferta que refleje sus preferencias, en orden descendente, de las diferentes parejas de cargos regulados de que trata el Artículo 18 de la presente resolución.
- b) El remitente, en forma similar, preparará una oferta que refleje sus preferencias, en orden descendente, de las diferentes parejas de cargos regulados de que trata el Artículo 18 de la presente resolución.
- c) El transportador y el remitente depositarán sus ofertas en urna sellada, en presencia de un tercero neutral designado de común acuerdo entre las partes.
- d) El tercero designado, quien obrará como secretario *ad hoc* del proceso, abrirá las ofertas y establecerá la pareja de cargos regulados a aplicar por las partes, con sujeción a las siguientes reglas:
 1. Elaborará una tabla con las preferencias del transportador y del remitente, en orden descendente.
 2. Iniciará el recorrido de la tabla anterior, comenzando por las parejas de cargos regulados de mayor preferencia para las partes. El secretario *ad hoc* detendrá el recorrido cuando se cumpla alguna de las siguientes condiciones: i) hay coincidencia en el orden de preferencia por una misma pareja de cargos regulados; o ii) se presentan dos parejas de cargos regulados en diferente orden de preferencia.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

3. Si se cumple la primera de las condiciones previstas en el numeral anterior, dicha pareja de cargos regulados corresponderá a los cargos a aplicar por las partes.
4. Si se cumple la segunda condición prevista en el numeral 2 de este literal, el cargo a aplicar corresponderá al promedio de las parejas de cargos regulados en diferente orden de preferencia.
5. Del resultado de la aplicación del procedimiento descrito se elaborará un acta que será suscrita por las partes y por el secretario *ad hoc*.

37.3.1. Procedimiento de aproximación ordinal si el factor de carga del remitente es igual o superior a 0,5

Cuando el factor de carga promedio de un remitente durante el período tarifario $t - 1$ sea igual o superior a 0,5, para el procedimiento de aproximación ordinal, este remitente y el transportador sólo podrán expresar preferencias por todas las parejas de cargos regulados disponibles en las que λ_f sea como mínimo el valor del factor de carga promedio durante el período tarifario $t - 1$.

Cuando el valor del factor de carga no coincida con alguno de los valores de λ_f , definidos en el Artículo 18 de la presente resolución, se tomará como λ_f mínimo el valor λ_f inmediatamente siguiente al valor del factor de carga.

Para el caso de nuevos remitentes en el SNT, se tendrá en cuenta el factor de carga proyectado por dicho remitente.

37.3.2. Procedimiento de aproximación ordinal si el factor de carga del remitente es inferior a 0,5

Cuando el factor de carga promedio de un remitente durante el período tarifario $t - 1$ sea inferior a 0,5, para el procedimiento de aproximación ordinal, este remitente y el transportador sólo podrán expresar preferencias por todas las parejas de cargos regulados disponibles en las que λ_f sea como mínimo uno (1) menos el valor del factor de carga promedio durante el período tarifario $t - 1$.

Cuando el valor resultante de restar el factor de carga a la unidad (1) no coincida con alguno de los valores de λ_f , definidos en el Artículo 18 de la presente resolución, se tomará como λ_f mínimo el valor λ_f inmediatamente siguiente al valor resultante de restar el factor de carga a la unidad (1).

Para el caso de nuevos remitentes en el SNT se tendrá en cuenta el factor de carga proyectado por dicho remitente.

Parágrafo 1. Para casos en los cuales el servicio de transporte cubra varios tramos de gasoducto, el porcentaje de inversión remunerado a través de cargos fijos, determinado por el procedimiento de aproximación ordinal, aplicará de manera uniforme a todos los tramos involucrados en el servicio de transporte respectivo, siempre que dichos tramos sean de propiedad de un mismo transportador.

J

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Parágrafo 2. Las parejas de cargos regulados, independientemente del porcentaje de inversión remunerado a través del cargo fijo, otorgarán derechos de capacidad firme por el 100% de la capacidad contratada.

Parágrafo 3. Aquellos remitentes con contratos vigentes darán aplicación a las opciones definidas en este artículo para, de acuerdo con lo pactado en los respectivos contratos, establecer las parejas de cargos y su respectivo valor. La aplicación de las opciones previstas en el presente artículo se dará en aquellos casos donde las partes, en sus contratos firmes de transporte, previeron cambiar las fracciones fija y variable de los cargos pactados (i.e. variables λ_f y λ_v del numeral 18.9 del Artículo 18 de la presente resolución). En este sentido, el valor de la nueva pareja de cargos o fracción fija y variable determinada con el procedimiento previsto en el presente artículo, se ajustará al valor que sea aprobado de acuerdo con la aplicación de la presente metodología (variables CFI_{t,λ_f} y CVI_{t,λ_v} del numeral 18.9 del Artículo 18 de la presente resolución) en caso de que las partes así lo hayan previsto en el contrato.

Artículo 38. Determinación de los cargos que remuneran gastos de AOM. Los contratos entre transportadores y remitentes deberán prever el pago, por parte de los remitentes, de los cargos fijos que remuneran los gastos de AOM, determinados de acuerdo con el Artículo 18 de la presente resolución.

Capítulo II Aplicación de cargos

Artículo 39. Aplicación de cargos por el servicio de transporte. La remuneración del servicio de transporte de gas natural se basará en un esquema de cargos de paso, consistente en la suma de los cargos correspondientes a cada tramo o grupo de gasoductos comprendidos entre el punto de entrada del gas al *SNT* y el punto de salida del gas de cada remitente. Los transportadores harán la liquidación mensual del servicio de transporte de acuerdo con lo establecido en el capítulo VI de la Resolución CREG 123 de 2013, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, aplicando las siguientes expresiones:

39.1. Remitentes que no se benefician de proyectos del plan de abastecimiento de gas natural, PAG. Para el caso de remitentes que no se benefician de proyectos de *PAG*, se aplicarán las siguientes expresiones:

$$CT_i = \sum_k Ct_k$$

$$Ct_k = Cc \times (CFI_x + CFAOM_x) \times \frac{d}{D} + CVI_x \times Vt + GEGR + ICPT$$

Donde:

CT_i : Costo de prestación del servicio de transporte para remitentes que no se benefician de proyectos de *IPAT*, expresado en pesos colombianos de la fecha base.

Ct_k : Costo por el tramo o grupo de gasoductos k , expresado en pesos colombianos de la fecha base.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

- k*: Número de tramos o grupos de gasoductos entre el punto de entrada del gas al SNT y el punto de salida del gas de cada remitente.
- GECR*: Gastos en combustible o energía para estaciones de compresión, como se define en el Artículo 20 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.
- Cc*: Capacidad contratada, expresada en kpcd.
- CFI_a*: Cargo $(CFI_{t,\lambda_f})_x$ aplicable en el año *a*, como se establece en el numeral 26.1 de la presente resolución, y aplicando los resultados del procedimiento definido en el Artículo 37 de la presente resolución.
- CFAOM_x*: Cargo fijo de AOM aplicable en el año *x*, como se establece en el numeral 26.2 de la presente resolución.
- d*: Número de días de prestación del servicio de transporte durante el mes *m* de prestación del servicio
- D*: Número de días del año *x*.
- x*: Año en el cual se actualizan los cargos regulados.
- CVI_x*: Cargo $(CVI_{t,\lambda_f})_x$ aplicable en el año *x*, como se establece en el numeral 26.1 de la presente resolución, y aplicando los resultados del procedimiento definido en el Artículo 37 de la presente resolución.
- Vt*: Volumen transportado al remitente durante el período de prestación del servicio de transporte de gas natural, expresado en kpc.
- ICPT*: Ingresos de corto plazo para el transportador, tal como se definen en el Artículo 2 de la presente resolución.

39.2. Remitentes que se benefician de proyectos del plan de abastecimiento de gas natural, PAG. Para el caso de remitentes que se benefician de proyectos de PAG se aplicarán las siguientes expresiones:

$$CT_{i_\beta} = CTR_{i_\beta} - CTC_{i_\beta}$$

$$CTR_{i_\beta} = \sum_k Ct_k + PS_{IPAT,m} + PS^S - CPG^{s,p}$$

$$Ct_k = Cc \times (CFI_x + CFAOM_x) \times \frac{d}{D} + CVI_x \times Vt + GEGR + ICPT$$

$$CTC_{i_\beta} := CTR_{i_\beta} * (FIC)$$

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Donde:

- CT_{i_β} : Costo de prestación del servicio de transporte para remitentes que se benefician de proyectos de *IPAT*, expresado en pesos colombianos.
- FIC*: Fracción de ingresos por el servicio de transporte del mes *m*.
- CTR_{i_β} : Costo de prestación del servicio de transporte al remitente i_β , expresado en pesos colombianos de la fecha base.
- CTC_{i_β} : Valor que se disminuye del costo de prestación del servicio según se define en el literal e) del Artículo 35 de la presente resolución, expresado en pesos colombianos de la fecha base.
- Ct_k : Costo por el tramo o grupo de gasoductos *k*, expresado en pesos colombianos de la fecha base.
- k*: Número de tramos o grupos de gasoductos entre el punto de entrada del gas al SNT y el punto de salida del gas de cada remitente.
- GECR*: Gastos en combustible o energía para estaciones de compresión, como se define en el Artículo 20 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos.
- $PS_{IPAT,m}$: Valor a pagar por parte del remitente beneficiario de proyectos *IPAT*, según se establece en el Artículo 34 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos.
- PS^s : Valor a pagar por parte del remitente beneficiario de los proyectos *s*, ejecutados mediante procesos de selección, según se establece en el artículo 19 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Este valor estará expresado en pesos colombianos.
- $CPG^{s,p}$: Parte del costo del servicio de transporte que se pagará con los recursos provenientes de la ejecución de garantías asociadas a proyectos *s* ejecutados mediante procesos de selección y a proyectos *p* del *IPAT* ejecutados por transportador incumbente, según se establece en el artículo 30 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Este valor estará expresado en pesos colombianos.
- Cc*: Capacidad contratada, expresada en kpcd.
- CFI_x : Cargo $(CFI_{t,\lambda_f})_a$ aplicable en el año *a*, como se establece en el numeral 26.1 de la presente resolución, y aplicando los resultados del procedimiento definido en el Artículo 37 de la presente resolución.
- $CFAOM_x$: Cargo fijo de AOM aplicable en el año *x*, como se establece en el numeral 26.2 de la presente resolución.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

- d*: Número de días de prestación del servicio de transporte durante el mes *m*.
- D*: Número de días del año *x*.
- CVI_x*: Cargo $(CVI_{t,\lambda_f})_x$ aplicable en el año *a*, como se establece en el numeral 26.1 de la presente resolución, y aplicando los resultados del procedimiento definido en el Artículo 37 de la presente resolución.
- V_t*: Volumen transportado al remitente durante el periodo de prestación del servicio de transporte de gas natural, expresado en kpc.
- x*: Año en el cual se actualizan los cargos regulados.
- ICPT*: Ingresos de corto plazo del transportador como se definen en el Artículo 2 de la presente resolución.

Parágrafo 1. En los proyectos del *PAG* distintos a *IPATs*, los ingresos de corto plazo, ICC_m^s , definidos en el artículo 19 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, incluirán los valores recaudados por concepto de ejecución de garantías exigidas en el proceso de comercialización de los servicios asociados a los proyectos *s*. La variable ICC_m^s se incluye en el cálculo de la variable PS_m^s como se establece en el artículo 19 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Parágrafo 2. Cuando la CREG apruebe o haya aprobado cargos que debe asumir toda la demanda del respectivo sistema de transporte, según lo establecido en el Artículo 18 de la presente resolución, y una determinada cantidad de gas natural sea transportada bajo diferentes contratos mediante los cuales se haya contratado capacidad de diferentes tramos o grupos de gasoductos, la remuneración que recibirá el transportador por concepto de estos cargos se calculará con base en los cargos pactados en cada contrato, ponderados por la longitud de gasoducto involucrado en el respectivo contrato. El factor de ponderación será calculado como el cociente entre la longitud de los tramos o grupos de gasoductos utilizados bajo el respectivo contrato para transportar la cantidad de gas, y la longitud total de los tramos o grupos de gasoductos utilizados para transportar dicha cantidad desde el punto de entrada hasta el punto de salida. Los tramos o grupos de gasoductos corresponderán a aquellos definidos en las resoluciones particulares de cargos.

Parágrafo 2. Cuando la CREG apruebe o haya aprobado cargos que debe asumir toda la demanda del respectivo sistema de transporte, según lo establecido en el Artículo 18 la presente resolución, y una determinada cantidad de gas natural sea transportada bajo diferentes contratos mediante los cuales se haya contratado capacidad de diferentes tramos o grupos de gasoductos, los cargos que debe asumir toda la demanda se aplicarán al contrato cuyo punto de inicio de prestación del servicio corresponda a un punto de entrada o a un punto de transferencia entre transportadores donde el transportador que aplica los cargos recibe el gas.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Parágrafo 3. La Comisión podrá ajustar el presente artículo, con el fin de incluir el pago al transportador, cuando se establezca el mecanismo para remunerar a los transportadores que realicen la liquidación, actualización, facturación, recaudo y transferencia de los pagos mensuales para el transportador incumbente que ejecute proyectos *p* de *IPAT*, o para el adjudicatario cuando se trate de proyectos ejecutados mediante los procesos de selección de que trata la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Capítulo III **Tipos de redes de transporte**

Artículo 40. Red tipo I de transporte. La red tipo I de transporte corresponderá a aquellos gasoductos incluidos en el Anexo 7 de la presente resolución. La Comisión podrá incorporar, mediante resolución, nuevos gasoductos a la red tipo I de transporte teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- a) Que el gasoducto de transporte conecte campos de producción o importación de gas natural con el SNT; y
- b) Que el nuevo gasoducto conecte el SNT con una ciudad capital de departamento.

Parágrafo 1. Los gasoductos de la red tipo I serán desarrollados exclusivamente por los transportadores.

Parágrafo 2. Los gasoductos de la red tipo I serán parte del programa de nuevas inversiones, PNI. El cálculo de cargos para este tipo de inversiones se hará según lo previsto en el literal g) del Artículo 42 y en el Artículo 18, siguiendo los procedimientos establecidos para $CFI_PNI_II_{t,\lambda_f}$ y $CVI_PNI_II_{t,\lambda_v}$.

Artículo 41. Red tipo II de transporte. La red tipo II de transporte corresponderá a aquellos gasoductos del SNT que no estén incluidos en el Anexo 7 de la presente resolución, y a aquellos que la Comisión no incorpore a la red tipo I de transporte de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 40 de la presente resolución, así como tampoco a (i) los gasoductos de conexión que se ejecuten mediante los procedimientos que se establecen en la Resolución CREG 033 de 2018, o aquellas que la modifiquen o sustituyan; (ii) los gasoductos que se ejecuten mediante el mecanismo de *Open Season* adoptado en la Resolución CREG 155 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan; y (iii) los gasoductos dedicados.

Harán parte de la red tipo II:

- a) Los gasoductos que se deriven de gasoductos de la red tipo I o tipo II del SNT.
- b) Los gasoductos que conecten una nueva fuente de suministro con un sistema de distribución no conectado al SNT.
- c) Los gasoductos que se construyan desde un sistema de distribución

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

existente, localizado en un mercado relevante de distribución existente, para entrar a otro mercado relevante de distribución existente, en los cuales el servicio de distribución sea prestado por distribuidores distintos, que no tengan interés económico entre sí, de acuerdo con lo establecido en el artículo 6 de la Resolución CREG 057 de 1996, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan.

Parágrafo 1. Los gasoductos en ejecución y aquellos en operación a la entrada en vigencia de la presente resolución que no hayan sido considerados en la base de inversiones para aprobación de cargos vigentes, y que estén siendo construidos o hayan sido construidos por un distribuidor desde un sistema de distribución existente, localizado en un mercado relevante de distribución existente, para entrar a otro mercado relevante de distribución existente, en los cuales el servicio de distribución sea prestado por distribuidores distintos, que no tengan interés económico entre sí, serán considerados como gasoductos de la red tipo II de transporte, y se deberán cumplir las normas de integración vertical. La Comisión determinará caso a caso cuáles activos harán parte de la red tipo II de transporte.

Artículo 42. Ejecución de extensiones de la red tipo I de transporte. Con el objeto de realizar cualquier extensión de los gasoductos de la red tipo I de transporte de gas natural a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, distintos a (i) gasoductos de proyectos del PAG, (ii) los gasoductos de conexión que se ejecuten mediante los procedimientos establecidos en la Resolución CREG 033 de 2018 o aquellas que la modifiquen o sustituyan; (iii) los gasoductos que se ejecuten mediante el mecanismo de *Open Season* adoptado en la Resolución CREG 155 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan; y (iv) los gasoductos dedicados, se aplicará el siguiente procedimiento con el fin de obtener información sobre los interesados en el proyecto de red Tipo I, para garantizar que el mismo se realice de manera eficiente y al mínimo costo, y aprobar los respectivos cargos por uso:

a) Cualquier transportador interesado en ejecutar un tramo o un grupo de gasoductos de la red tipo I de transporte podrá presentar solicitud de cargos regulados a la Comisión. Esta solicitud tarifaria se tramitará de la siguiente forma:

1. El transportador radicará en las oficinas de la Comisión un primer sobre, marcado como Sobre No. 1, el cual contendrá la descripción del proyecto:
 - i) identificación de la demanda a atender en MPCD, correspondiente a los usuarios no regulados y mercados relevantes de distribución; ii) las cantidades máximas de gas que se esperan extraer a lo largo del proyecto, especificando los sitios (i.e. km de recorrido del gasoducto desde su punto de inicio) en los cuales se extraerán estas cantidades sin utilizar o hacer uso del SNT existente una vez se retira el gas del gasoducto en cuestión. Las cantidades deberán estar expresadas en kpcd; iii) sitio aproximado del punto de salida del SNT y tramo de gasoducto del SNT del cual se derivaría el nuevo tramo o grupo de gasoductos de red tipo I del SNT; iv) soporte de la solicitud e inicio del trámite de licenciamiento ambiental del proyecto, en los términos del artículo 2.2.2.3.6.1 del Decreto 1076 de 2015; v) haber informado a la Unidad de Planeación Minero Energética,

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

UPME, sobre las características del proyecto frente al cual se lleva a cabo la solicitud tarifaria.

Adicionalmente, mediante comunicación separada, y en el mismo momento de presentar el Sobre No 1, el transportador interesado deberá reportar a la Comisión la información con la caracterización del gasoducto objeto del proyecto de acuerdo con lo previsto en el Anexo 2 de la presente resolución. Dicha información hará parte del expediente administrativo, pero estará sujeta a reserva, y la misma será de acceso público una vez se haga lectura de los sobres de acuerdo con el acto público a que hace referencia el literal e) del presente artículo.

2. El transportador preparará un segundo sobre, marcado como Sobre No. 2, que contendrá la siguiente información relacionada con el cálculo de los cargos propuestos para el proyecto definido en el numeral anterior, y será presentado por el proponente en los términos del literal b) del presente artículo:
 - i. Valor de la inversión en el proyecto en pesos colombianos de la fecha base.
 - ii. Descripción detallada del gasoducto de acuerdo con lo establecido en el Anexo 2 de la presente resolución.
 - iii. Parejas de cargos según los valores de λ_f y λ_v calculados como se establece en el Artículo 18 de la presente resolución.
 - iv. Cargo fijo, *CFAOM*, que remunera los gastos de AOM asociados a la inversión, expresado en pesos colombianos de diciembre 31 del año anterior a la solicitud por kpcd-año.
 - v. El cargo equivalente, *CE*, calculado así:

$$CE = CF + CFAOM'$$

Donde:

CE: Cargo equivalente, expresado en pesos colombianos de diciembre 31 de la fecha base anterior a la solicitud, por kpcd-año.

CF: Pareja de cargos en la que λ_f es igual a 1.

CFAOM': *CFAOM* expresado en pesos colombianos, para lo cual se utilizará la TRM del 31 de diciembre del año anterior a la solicitud.

- vi. Archivo con la simulación y memorias de cálculo, en las que utilizando modelos de dinámica de fluidos se pueda establecer que la capacidad máxima de mediano plazo del proyecto propuesto, determinada como se establece en el Anexo 5 de la presente resolución, permite atender la demanda identificada. Esta simulación debe contener el archivo fuente y los resultados, así como todos los parámetros técnicos utilizados en el cálculo, y deberá considerar el perfil de demanda, las

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

características de longitud y diámetro del proyecto, presiones de recibo y extracciones en cada punto de entrada y salida a lo largo del gasoducto de acuerdo con lo previsto en la regulación, así como la cromatografía del proyecto.

3. El transportador preparará un tercer sobre, marcado como Sobre No. 3, que contendrá la información de que tratan los artículos 14 y 16 de la presente resolución. Este sobre sólo se abrirá en caso de que ocurra el escenario previsto en el literal g) de este artículo.
- b) Dentro de los diez (10) días hábiles siguientes al recibo de la solicitud tarifaria a que hacer referencia el numeral 1 del literal a) del presente artículo, y una vez verificado que el Sobre No. 1 de la solicitud contiene la información requerida, la Comisión publicará la información de dicho sobre, mediante circular.

La Comisión, mediante circular, fijará la fecha en la que, en acto público, el transportador deberá depositar el sobre No 2. En el evento en que no llegue a ser depositado el sobre No 2 del transportador, y si durante el lapso de los dos meses a que hace referencia el literal c) del presente artículo no se presentan sobres de otros proponentes, la Comisión podrá, con base en lo dispuesto en el artículo 18 y el numeral 11 del artículo 9 de la Ley 1437 de 2011, y en la medida que sea identificada una demanda que deba ser atendida, aprobar de oficio un cargo de transporte, con el fin de que cualquier transportador pueda llevar a cabo la ejecución del gasoducto para la atención del mercado previsto para el efecto, reflejando una correcta aplicación de los criterios tarifarios previstos en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994 y su aplicabilidad en la metodología de transporte de gas natural.

La Comisión dispondrá de una urna sellada y debidamente marcada para este proceso, donde se depositarán los sobres No 2.

- c) Durante el término de dos meses, contados a partir de la publicación de la información del sobre No. 1, se recibirán solicitudes de otros transportadores interesados en ejecutar el proyecto descrito en la circular correspondiente. Estas solicitudes deberán presentarse en sobre cerrado y contendrán la información relacionada en el numeral 2 del literal a) del presente artículo.

Estos sobres se depositarán en la urna sellada dispuesta para el proceso. Estas solicitudes no contendrán los Sobres Nos. 1 y 3 a los que se hace referencia en el literal a) del presente artículo. La demás información hará parte del correspondiente expediente administrativo.

- d) Una vez la Comisión reciba una solicitud tarifaria para un tramo o grupo de gasoductos de la red tipo I, no tendrá en cuenta solicitudes posteriores, distintas a las señaladas en el literal c) anterior, con las que se busque atender la demanda previamente identificada. En tal caso, la Comisión le indicará a los solicitantes que ya existe solicitud sobre dichos gasoductos y que se surtirá el proceso regulatorio previsto.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

- e) Transcurridos los dos (2) meses de publicación, y dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes, la Comisión abrirá en un acto público los sobres depositados en la urna por parte de los proponentes, y hará una lectura de la información de cada transportador según lo definido en el numeral 2 del literal a) del presente artículo. De este acto quedará acta donde se indicarán los participantes y la información reportada por cada transportador según lo definido en el numeral 2 del literal a) del presente artículo.

Una vez terminado al acto público, la Comisión establecerá si los sobres de los proponentes cumplen con la totalidad de la información prevista en el numeral 2 del literal a) del presente artículo. Así mismo, establecerá si efectivamente las propuestas permiten atender la demanda identificada de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 1 del literal a) del presente artículo.

Cuando esta información no se encuentre completa o se establezca que el proyecto no permite atender la demanda identificada, la Comisión declarará que el contenido y la información allegada en el sobre No 2 por parte de alguno de los proponentes no fue presentada en los términos previstos en el presente artículo o que la misma no permite definir un cargo en los términos del literal f) presente artículo.

- f) Si en el proceso hubo dos (2) o más transportadores que no tienen interés económico entre sí, frente a los cuales las propuestas del Sobre No, 2 no se hayan declarado inválidas en los términos del literal anterior, la Comisión aprobará, mediante resolución de carácter particular, los cargos del solicitante que haya presentado el menor valor del cargo equivalente, *CE*. Estos cargos de transporte serán independientes para cada tramo o grupo de gasoductos de red tipo I, según el caso. Los cargos estarán vigentes por un período de veinte (20) años, período condicionado a lo establecido en el literal h) del presente artículo. Finalizado este período, a estos activos se les aplicará la metodología que esté vigente para remunerar la actividad de transporte de gas.

El interés económico se deberá entender en la forma como se define en el artículo 6 de la Resolución 057 de 1996, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

- g) Si dentro de este procedimiento solo se presenta una solicitud tarifaria frente a la cual el Sobre No. 2 no se haya declarado inválido, o en el evento en que las propuestas del Sobre No. 2 se hayan declarado inválidas en los términos del literal anterior, y se identifique por parte de la Comisión, a partir de la información del expediente tarifario, la existencia de una demanda que debe ser atendida, con base en lo dispuesto en el artículo 18 y el numeral 11 del artículo 9 de la Ley 1437 de 2011, la Comisión de oficio aprobará, mediante resolución de carácter particular, los cargos regulados aplicando la metodología de cálculo de cargos regulados prevista en el Título III de la presente resolución. Con estos cargos cualquier transportador pueda llevar a cabo la ejecución del gasoducto para la atención del mercado previsto para el efecto, reflejando una correcta aplicación de los criterios tarifarios previstos en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994 y su aplicabilidad en la metodología de transporte de gas natural. Los cargos estarán vigentes por el

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

período tarifario t ; finalizado este período, a estos activos se les aplicará la metodología que esté vigente para remunerar la actividad de transporte de gas.

- h) El transportador que haya presentado la solicitud para realizar la extensión con el menor valor del cargo equivalente, CE , al cual se le hayan aprobado los cargos según lo previsto en el literal f) anterior, deberá publicar el cronograma del proyecto en su página web, y deberá mantener actualizada la información sobre el avance del mismo. Si transcurridos doce (12) meses desde que haya quedado en firme la aprobación de los cargos regulados, este transportador no ha iniciado la construcción del gasoducto, quedará sin efectos la resolución mediante la cual se aprobaron los cargos regulados en los términos del numeral 4 del artículo 91 de la Ley 1437 de 2011 o aquellas que la modifiquen o sustituyan, salvo que el agente demuestre que no inició la construcción por no haber sido expedida la licencia ambiental por razones ajenas al mismo.

Se entenderá que el transportador no ha iniciado la construcción del gasoducto doce (12) meses después de que haya quedado en firme la aprobación de los cargos regulados, si al finalizar este plazo no ha concluido los diseños, no ha obtenido la licencia ambiental, no ha adquirido tubería y no ha iniciado las obras de ingeniería necesarias y asociadas para poner en operación el gasoducto.

- i) Dentro de la inversión del nuevo tramo o grupo de gasoductos de red tipo I de transporte se debe incluir la estación de transferencia de custodia entre transportadores, tal como se establece en el RUT, o aquellas normas que lo modifiquen o sustituyan. En esta situación, el transportador al cual se conectará el nuevo proyecto debe indicar, en forma desagregada y soportada, a todos los transportadores interesados en participar en este procedimiento, dentro de los quince (15) días hábiles siguientes al requerimiento realizado por los mismos, los costos eficientes de conexión, para que sean incluidos en las solicitudes de los interesados en ejecutar el proyecto. El no suministro o el suministro inoportuno de esta información será informado a la autoridad competente.

Parágrafo 1. El procedimiento previsto en este artículo se adelantará para los propósitos previstos en los artículos 14.12 y 92 de la Ley 142 de 1994. Por tanto, tendrá como objetivos específicos obtener información sobre los interesados en el proyecto, garantizar que el mismo se realice al mínimo costo y aprobar los respectivos cargos por uso, y no tendrá como fin seleccionar a un contratista ni celebrar contrato alguno con el Estado.

Parágrafo 2. Los proyectos asociados a inversiones en aumento de capacidad no serán considerados extensiones de la red tipo I de transporte.

Parágrafo 3. En el caso de que el contenido de los sobres no corresponda la descripción definida en este artículo, se considerará que no presentó oferta.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Capítulo IV

Estaciones reguladoras de puerta de ciudad en transporte

Artículo 43. Estaciones reguladoras de puerta de ciudad, ERPC, incluidas en los cargos de transporte. Para aquellas *ERPC* que hayan sido incluidas y remuneradas en la base de activos del respectivo sistema de transporte, y que hayan cumplido su vida útil normativa, o que cumplan su vida útil normativa dentro de los cinco años siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución, y que no hayan sido incluidas dentro de una solicitud tarifaria de cargos de distribución de gas combustible atendiendo lo dispuesto en el numeral 13.2 de la Resolución CREG 202 de 2013, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, como parte de un programa de reposición de activos, se aplicará lo siguiente:

- a) El distribuidor que se beneficie de la respectiva *ERPC* y el transportador responsable del sistema de transporte del cual se derive la *ERPC* acordarán quién asume la responsabilidad de la estación, entendida esta como la obligación de mantenerla disponible, en operación o ampliarla, y con destino a la prestación del servicio público domiciliario. En este caso, la remuneración será como sigue:
 - i. El valor a reconocer por la *ERPC* y sus gastos de *AOM* se remunerarán en la actividad de transporte si el transportador asume la responsabilidad de la estación. Estos valores harán parte del grupo de gasoductos ramales en aquellos sistemas donde aplique, o del tramo de gasoducto del cual se derive la estación cuando no haya grupo de gasoductos ramales.
 - ii. El valor a reconocer por la *ERPC* y sus gastos de *AOM* se remunerarán en la actividad de distribución bajo los principios que remuneran los activos de dicha actividad, si el distribuidor que se beneficie de la estación asume la responsabilidad de la misma. Estos valores se incluirán en la base de activos y de gastos del mercado relevante de distribución que utilice la *ERPC*.
 - iii. El agente que asuma la responsabilidad de la estación deberá informarlo a la Comisión y solicitar el ajuste de cargos de transporte o de distribución derivado de la *ERPC* asociada a un tramo o grupo de gasoductos que cumplieron su vida útil normativa. Esta solicitud deberá realizarse dentro del término establecido en el literal b) del Artículo 24 de la presente resolución y en el formato conjunto establecido en el Anexo 9 de la presente resolución.
- b) En caso de que el distribuidor que se beneficie de la respectiva *ERPC* y el transportador responsable del sistema de transporte del cual se derive la *ERPC* no presenten el formato establecido en el Anexo 9 de la presente resolución manifestando el acuerdo sobre quién asume la responsabilidad de la estación, dentro de los 3 meses siguientes a la expedición de la presente resolución, se aplicará lo siguiente:
 - i. El valor a reconocer por la *ERPC* y sus gastos de *AOM* se remunerarán en la actividad de transporte si el cargo de distribución vigente del mercado

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

relevante de distribución que utilice la *ERPC* se incrementa en más del 10% al incluir en la base de activos y de gastos de este mercado relevante el valor de reposición a nuevo y los gastos de la *ERPC*. En este caso, el valor a reconocer y los gastos de *AOM* harán parte del grupo de gasoductos ramales en aquellos sistemas donde aplique, o del tramo de gasoducto del cual se derive la estación cuando no haya grupo de gasoductos ramales.

- ii. El valor a reconocer por la *ERPC* y sus gastos de *AOM* se remunerarán en la actividad de distribución si el cargo de distribución vigente del mercado relevante de distribución que utilice la *ERPC* se incrementa hasta un 10% al incluir en la base de activos y de gastos de este mercado relevante el valor de reposición a nuevo y los gastos de *AOM* de la *ERPC*. En este caso, el valor a reconocer y los gastos de *AOM* se incluirán en la base de activos y de gastos del mercado relevante de distribución que utilice la *ERPC*.
- iii. La Comisión ajustará de oficio los cargos de transporte o de distribución según corresponda.

Parágrafo 1. Las *ERPC* que hayan sido incluidas y remuneradas en la base de activos del respectivo sistema de transporte, y que hayan cumplido su vida útil normativa, o que cumplan su vida útil normativa dentro de los cinco años siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución, deberán ser declaradas por el transportador y el distribuidor beneficiario dentro del término establecido en el literal literal b) del Artículo 24 de la presente resolución, y en el formato conjunto establecido en el Anexo 10 de la presente resolución.

Parágrafo 2. El valor de reposición a nuevo y el valor a reconocer por *ERPC* y sus gastos de *AOM* se determinarán como se establece en el numeral 13.2 de la Resolución CREG 202 de 2013, modificado por la Resolución CREG 138 de 2014, o aquellas que los modifiquen o sustituyan. El valor a reconocer en transporte se convertirá a pesos colombianos de la fecha base utilizando el Índice de precios al Productor Oferta Interna.

Parágrafo 3. Los cargos de distribución o de transporte se ajustarán en los momentos determinados en el Artículo 26 de la presente resolución, para dar aplicación a las disposiciones establecidas en el presente artículo.

Parágrafo 4. Los transportadores y los distribuidores deberán incluir en el formato conjunto del Anexo 10 de la presente resolución las *ERPC* que estaban incluidas y remuneradas en la base de activos del sistema de transporte, y que a la entrada en vigencia de la presente resolución no están incluidas, ni en la base de activos de transporte, ni en la de distribución de gas natural.

Parágrafo 5. En el caso de una *ERPC* que haya sido remunerada en la actividad de transporte y pase a ser remunerada en distribución de gas natural, el valor a reconocer por parte del distribuidor al transportador estará acotado a lo establecido en el numeral 13.2 de la Resolución CREG 202 de 2013.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Capítulo V

Disposiciones finales

Artículo 44. Reporte de información. La siguiente información requerida en los anteriores artículos deberá ser reportada por el transportador, utilizando para ello los formatos contenidos en los anexos de la presente resolución.

- a) Inversión existente en la red tipo I de transporte.
- b) Inversión existente en la red tipo II de transporte.
- c) Programa de nuevas inversiones.
- d) Inversiones en aumento de capacidad.
- e) Otros gastos de AOM asociados a la inversión existente, el programa de nuevas inversiones y las inversiones en aumento de capacidad.
- f) Demandas esperadas de capacidad y volumen, y capacidad máxima de mediano plazo.
- g) Gas de empaquetamiento.
- h) Información de activos que cumplen vida útil normativa
- i) Para cada uno de los tramos de gasoductos: i) existentes, ii) del programa de nuevas inversiones y de iii) inversiones en aumento de capacidad deberá incluir la información del Anexo 2 de la presente resolución y adjuntar un archivo georreferenciado en formato kmz que incluya cada uno de los tramos y cada estación de compresión.

Adicionalmente, el transportador reportará a la Comisión cuáles activos han sido ejecutados o planea ejecutar, parcial o totalmente, con recursos de entidades públicas, o han sido aportados por tales entidades. En estos casos, reportará el monto de los recursos, bienes o derechos aportados, expresado en pesos colombianos de la fecha base, e identificará la entidad pública aportante. Con esta información la Comisión calculará (i) los cargos de transporte que remuneran la inversión correspondiente a recursos públicos; (ii) los cargos de transporte que remuneran la inversión sin recursos públicos; y, (iii) los cargos de transporte que remuneran la inversión total conformada por recursos públicos y no públicos.

La Dirección Ejecutiva de la CREG podrá ajustar los formatos de reporte incluidos en los anexos, así como la forma de reportar mediante circular.

Artículo 45. Disposiciones para gasoductos dedicados. Los gasoductos dedicados deben cumplir las siguientes disposiciones:

- a) Mientras sea de uso exclusivo, no requiere solicitar cargos a la CREG.
- b) Este gasoducto debe tener libre acceso a terceros, si técnicamente es posible.
- c) Si se requiere la conexión de terceros para transporte de gas, el servicio deberá ser prestado por un transportador, quien deberá solicitar cargos a la CREG. En este caso, el gasoducto ya no será dedicado y pasará a ser de uso.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

- d) Para el trámite de cargos de estos activos se debe seguir lo establecido en el Artículo 46 de la presente resolución.

Artículo 46. Trámite de cargos para gasoductos dedicados o convertidos a gasoductos. Cuando para un gasoducto dedicado o convertido, se encuentre en operación y se soliciten cargos de transporte, se aplicará el procedimiento descrito en el literal e) del Artículo 23 de la presente resolución.

Artículo 47. Agregación o seccionamiento de tramos existentes. La Comisión, cuando evidencie que la agregación de los tramos regulatorios o seccionamiento de tramos permiten aumentar la oferta de gas en el mercado y, en consecuencia, garantizar la prestación del servicio público domiciliario de gas natural de manera continua y en condiciones de eficiencia, aplicará los siguientes aspectos:

- a) **Casos en los que iniciará el proceso:** podrá establecer cargos regulados de transporte agregando dos (2) o más tramos regulatorios o seccionando un (1) tramo, en los siguientes casos:
- i. Cuando en los planes de abastecimiento de gas natural se solicite agregar tramos regulatorios o seccionar un (1) tramo.
 - ii. Cuando en los análisis de la CREG se determine la conveniencia de agregar tramos regulatorios o seccionar un (1) tramo para aumentar y hacer más competitiva la oferta de gas natural en el mercado.
 - iii. Cuando un agente o un tercero interesado lo solicite.
- b) **Condiciones:** Para la agregación de los tramos regulatorios o seccionamiento de tramos se deben cumplir las siguientes condiciones:
- i. Deben estar determinados los tramos involucrados.
 - ii. Debe haber un análisis de beneficio costo y de las implicaciones que tendrá para el mercado.
 - iii. La factibilidad de aplicar los cargos resultantes.
 - iv. La agregación de tramos no puede incluir un tramo encallado.
- c) **Procedimiento:** El procedimiento a seguir para la agregación o seccionamiento de tramos es como sigue:
- i. La CREG evaluará la conveniencia de la agregación o seccionamiento de tramos.
 - ii. El Director Ejecutivo de la CREG publicará, mediante circular, la información, análisis y los estudios de beneficio – costos disponibles.
 - iii. Durante los quince (15) días hábiles siguientes a la publicación de la circular de la CREG, los agentes productores, la demanda,

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

- usuarios, remitentes y demás interesados podrán enviar preguntas y comentarios a la CREG en relación con la información reportada en la Circular.
- iv. De las preguntas y comentarios recibidos se dará traslado a la parte interesada en la agregación o seccionamiento de tramos regulatorios para que, en un término máximo de quince (15) días hábiles siguientes al recibo, envíe a la CREG sus comentarios y respuestas.
 - v. La CREG evaluará la información recibida, la confrontará con la disponible en la Comisión y hará los análisis correspondientes. Adicionalmente, podrá exigir explicaciones a la parte interesada para adoptar la decisión final.
 - vi. En la agregación de tramos de transporte no se permitirá la inclusión de gasoductos encallados o con factores de utilización inferiores a 0,5, en los siguientes cinco años.
 - vii. La solicitud de agregación de tramos se puede hacer i) en la solicitud de cargos, el transportador incumbente podrá solicitar la agregación de tramos, teniendo en cuenta lo previsto en este artículo, ii) durante el período tarifario vigente, acorde con lo previsto en el Artículo 19 de la presente resolución.

Parágrafo 1. Cuando la solicitud de que trata este artículo se realice antes de la entrada en vigencia de los nuevos cargos regulados de transporte aprobados con base en la metodología de la presente resolución, la Comisión analizará la procedencia de acumular dicha solicitud dentro de la actuación administrativa que decida la solicitud de nuevos cargos regulados por parte del transportador del respectivo sistema de transporte. En caso de no acumular esta solicitud en la actuación administrativa de aprobación de nuevos cargos, esta se resolverá de manera separada.

Parágrafo 2. Cuando la solicitud de que trata este artículo se realice después de la entrada en vigencia de los nuevos cargos regulados de transporte aprobados con base en la metodología de la presente resolución, la Comisión adelantará el análisis de la solicitud y, si hay lugar a adoptar la agregación o seccionamiento de unos tramos o del tramo, se aplicarán los períodos de ajuste dispuestos en el Artículo 19 de la presente resolución.

Parágrafo 3. Cuando, dentro de una actuación administrativa a efectos de establecer los cargos regulados para un sistema de transporte, simultáneamente se presentan solicitudes para la aplicación de ambas alternativas que cobijan un mismo tramo, la Comisión evaluará ambas solicitudes de acuerdo con los procedimientos aquí establecidos, considerando la aplicación de la alternativa que mejor permita el cumplimiento de los fines y objetivos en relación con aumentar la oferta de gas en el mercado, a fin de garantizar la prestación del servicio público domiciliario de gas natural de manera continua y en condiciones de eficiencia.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Parágrafo 4. Anualmente el gestor del mercado de gas natural emitirá un informe, a 31 de diciembre de cada año, con el comportamiento del indicador MP16 definido en el Anexo 2 de la Resolución CREG 114 de 2017, o aquella que la modifique o sustituya, de manera que, si algún tramo tiene el indicador MP16 promedio de 12 meses menor a 0,5, la CREG podrá volver a separar los tramos que se agregaron.

Parágrafo 5. Se considera un tramo encallado aquel que no tiene contratos de capacidad de transporte de gas en los siguientes 12 meses.

Artículo 48. Derogatorias. La presente resolución deroga la Resolución CREG 126 de 2010, así como aquellas que la modifiquen, y el artículo 4 de la Resolución CREG 090 de 2016, así como aquellas que le sean contrarias.

Artículo 49. Vigencia. La presente resolución rige a partir de su publicación en el *Diario Oficial*.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Firma del proyecto,



DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía
Presidente



JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Anexo 1. Valoración de inversiones en gasoductos y estaciones de compresión

1 Mecanismo de valoración

Para establecer el valor a reconocer por inversiones en gasoductos y estaciones de compresión, se utilizará el siguiente procedimiento, y en el mismo orden:

- i. La Comisión realizará la revisión de la información para verificar que permita realizar la estimación del valor de referencia correspondiente. Como parte de esta revisión, se verificará si las características de los activos a valorar se encuentran dentro del rango de aplicación de los modelos de valoración de la Comisión para gasoductos y estaciones de compresión.
- ii. Se determinará un valor de referencia con base en el modelo de valoración descrito en el numeral 2 del presente anexo para gasoductos, y en el numeral 3 para estaciones de compresión.

En el caso de activos distintos a gasoductos o estaciones de compresión, la comisión podrá contratar un Auditor para llevar a cabo la valoración de los activos, cuyo insumo podrá ser utilizado dentro de la estimación del valor de referencia y en las demás actividades que considere la Comisión.

La Comisión podrá aplicar costos eficientes de otros activos comparables u otros criterios de que disponga para determinar el valor a reconocer, si a partir de otra información disponible, la Comisión, en el marco del artículo 87 de la Ley 142 de 1994, identifica que el valor de referencia determinado según lo dispuesto en el inciso anterior puede trasladar costos ineficientes al usuario en los cargos de transporte, o dejar de reconocer costos eficientes al transportador.

- iii. En caso de que los activos a valorar se encuentren por fuera de los rangos de aplicación de los modelos de valoración de gasoductos y de estaciones de compresión con que cuenta la Comisión, se recurrirá a otras fuentes de información, con el objetivo de contar con la mejor estimación posible de la valoración de estos activos.
- iv. Si el valor solicitado por el agente en el Anexo 2 de la presente resolución es menor o igual al valor determinado por la Comisión, el valor de referencia será el valor solicitado por el agente.
- v. Una vez construido el activo se realizará la comparación entre el valor de referencia determinado en el literal ii, con el valor real declarado por el agente en el Anexo 3 de la presente resolución. La determinación del valor a reconocer en cargos se realizará mediante la comparación del valor real y del valor estimado, aplicando la banda de ajuste descrita mediante la siguiente ecuación:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

$$\text{Valor a reconocer} = \begin{cases} \text{Banda de ajuste} \\ \text{Est} - \frac{\text{Est} - \text{Real}}{2} & \text{si } \text{Real} \leq \text{Est} \\ \text{Est} + \frac{\text{Real} - \text{Est}}{2} & \text{si } \text{Est} < \text{Real} \leq 1,3 \times \text{Est} \\ 1,15 \times \text{Est} & \text{si } \text{Real} > 1,3 \times \text{Est} \end{cases}$$

Donde:

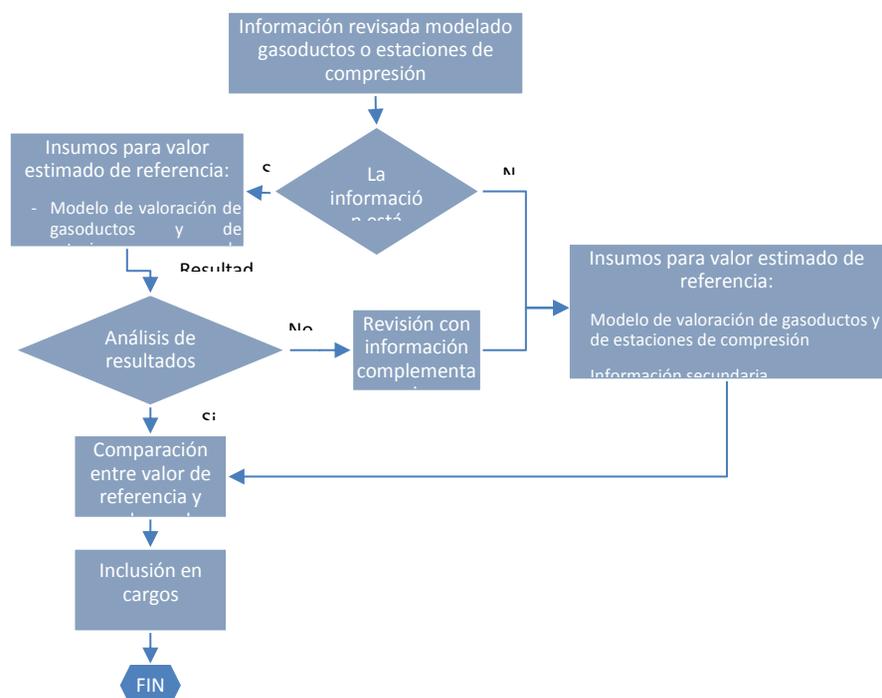
Valor a reconocer: Valor ajustado de la inversión que será incluido dentro de los cargos de transporte. Este valor estará expresado en pesos colombianos.

Est: Valor estimado mediante los modelos de valoración para gasoductos y estaciones de compresión de la Comisión o mediante la mejor información disponible. Este valor estará expresado en pesos colombianos.

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

El proceso se puede resumir en la siguiente figura:

Figura 2 1 Mecanismo de valoración



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

2 Modelo de valoración de gasoductos de referencia

En este numeral se presenta el modelo de valoración que recoge las principales variables que determinan el costo de un gasoducto.

El modelo parte de valores estándar de gasoductos que tienen las condiciones constructivas más sencillas. Luego, a partir de multiplicadores, estas condiciones constructivas se ajustan a las condiciones a las que estarían expuestos. Por otro lado, en los cruces especiales, dada su complejidad específica en su desarrollo y valoración, se han calculado valores unitarios para los diferentes tipos de cruces.

En este anexo se explican los detalles del modelo que permitan a los agentes replicar su modelamiento para valorar gasoductos.

2.1 Fuentes de información

El modelo de valoración de gasoductos toma elementos del modelo desarrollado por la Comisión en 2012, para estimar el valor eficiente de gasoductos que entraron en los cargos adoptados mediante las resoluciones CREG 110, 115 y 117 de 2011.

El modelo, además, se alimenta en su estructuración de análisis tomados de los resultados de los estudios:

- a) Expert report: pipeline variable assessments: nit-900-034-993-1 – base cost of 50 kilometers 4- inch pipeline built in good conditions with variable assessments(International Construction Consulting, 2014).
- b) Expert report: pipeline system useful life and Valuations; contract 2015-190”(International Construction Consulting, 2015).
- c) Factores multiplicadores para trazado de ductos por media ladera(TIPIEL, 2017b).
- d) Costos de construcción para cruces subfluviales, aéreos y sísmicos(TIPIEL, 2017a).
- e) Valores de gasoductos que cumplieron la vida útil normativa (Tipiel 2019)

Además, se tomó información de la circular CREG 028 de 2017, en la cual se recogió información de los costos de inversión de los agentes transportadores en gasoductos bajo las siguientes características:

- a) Inclinación del gasoducto en todo el trazado: entre 0% y 5%
- b) Tipo de suelo en todo el trazado: arcilloso
- c) Tipo de vegetación en todo el trazado: estepa seca
- d) ‘Class location’ en todo el trazado: tipo I
- e) En el trazado no se requieren técnicas de manejo de nivel freático
- f) En el trazado no hay cruces de cuerpos de agua

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

- g) En el trazado no hay cruces sísmicos
- h) En el trazado no se utilizan técnicas constructivas de doble junta
- i) Para diferentes longitudes desde 100m hasta 150 kms
- j) Diámetros desde 2” a 36”, dicha información fue remitida por las empresas:

Las siguientes empresas remitieron información:

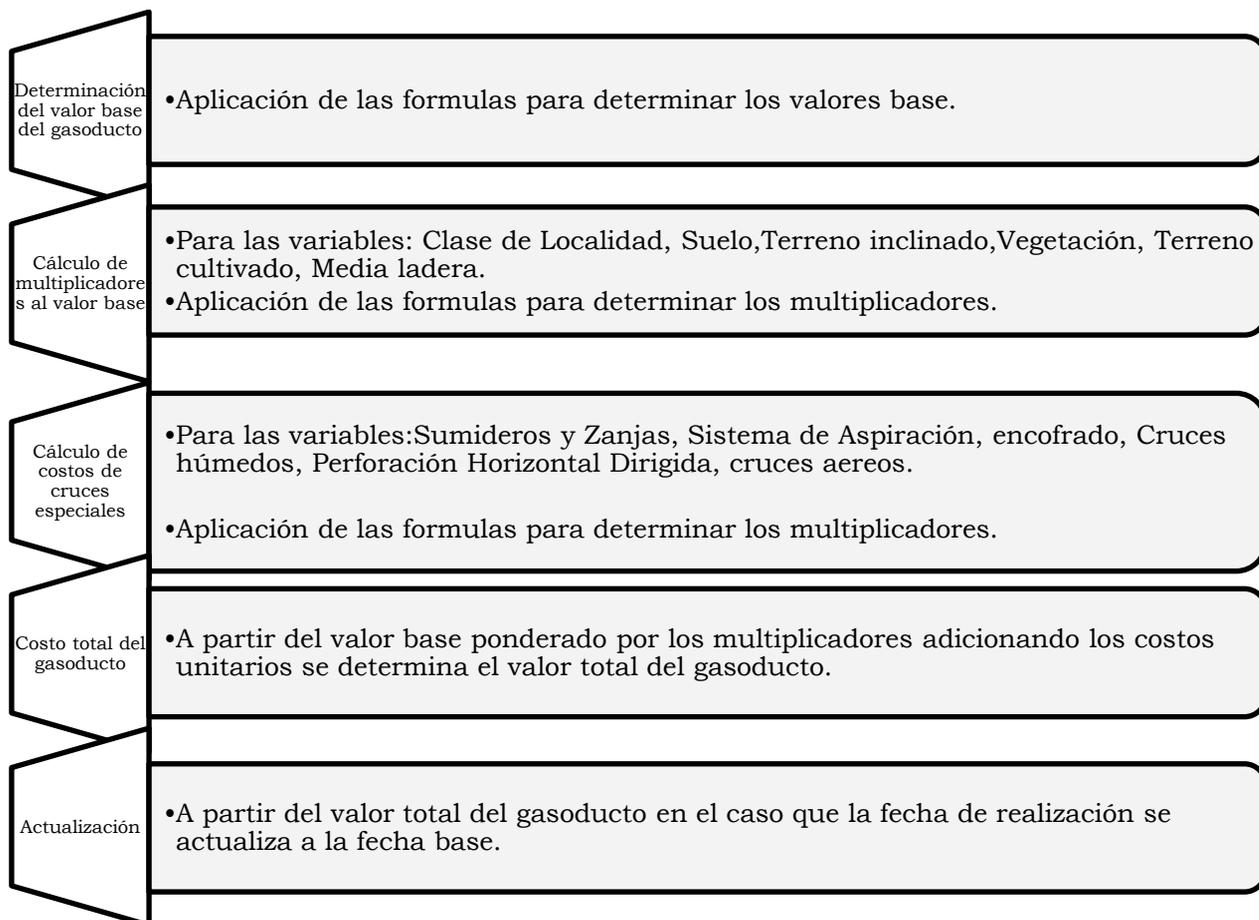
- a) Coinogas
- b) Progasur
- c) Promigas
- d) Promioriente
- e) TGI
- f) Transmetano

Los valores base, considerando la fecha de reporte de la circular CREG 028 de 2017, están definidos a diciembre de 2016.

2.2 Proceso para valorar los gasoductos

El Proceso para determinación la valoración de gasoductos se puede resumir en la siguiente figura:

Figura 2-1 Proceso para valorar los gasoductos



Fuente: CREG.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

2.3 Valor base (V_{b0})

El valor base se obtuvo de varias fuentes de información descritas en el numeral 2.1, así como las valoraciones de gasoductos que cumplieron su vida útil normativa - VUN, valorados por Tipiel 2019. A partir de dicha información, se hicieron las regresiones respectivas y se determinaron las ecuaciones que permiten caracterizar el valor base.

Para determinar el valor base se debe consultar el valor incluido en Tabla 2-1. El valor base se calcula así

$$Vb_0 = (a_{\phi} \times l_{base}^{-b_{\phi}})$$

Donde:

- Vb_0 : Valor base [USD/pulgada/m] diciembre de 2016.
- a_{ϕ} : Coeficiente ver en matriz de valores base. Ver Tabla 2-1.
- b_{ϕ} : Coeficiente ver en matriz de valores base. Ver Tabla 2-1.
- l_{base} : Longitud del gasoducto a valorar [m].
- ϕ : Diámetro. [pulgadas].

En la Tabla 2-1 se presentan los coeficientes para calcular el valor base:

Tabla 2-1 Coeficientes valor base		
Diámetro ϕ [inch]	a_{ϕ}	b_{ϕ}
2	145,740	0,058
3	142,870	0,070
4	140,870	0,079
6	138,100	0,091
8	136,160	0,100
10	134,680	0,107
12	133,480	0,112
14	132,470	0,117
16	131,610	0,121
18	130,850	0,125
20	130,180	0,128
22	129,570	0,131
24	129,020	0,134
26	128,510	0,136
28	128,050	0,138
30	127,610	0,140
32	127,210	0,142
34	126,830	0,144
36	126,480	0,146

Fuente: Análisis Propios CREG.

2.4 Inclusión de costos ambientales sociales, de contingencia y de abandono - Vb_1

Ahora es necesario incluir los costos ambientales, sociales y de contingencia, los cuales se incluyen mediante la siguiente expresión

$$Vb_1 = Vb_0 \times (1 + C_{SA} + C_{aba} + C_{con})$$

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Donde:

- Vb_1 : Valor base incluyendo componente social ambiental, abandono y contingencia [USD/pulgada/m] diciembre de 2016.
- C_{SA} : Porcentaje costos asociados con la parte social y ambiental. Ver Tabla 2-2.
- C_{aba} : Porcentaje costos de abandono. Ver Tabla 2-2.
- C_{con} : Porcentaje contingencia. Ver Tabla 2-2.

Tabla 2-2 Costos sociales, ambientales de contingencia y abandono

Porcentaje Costos asociados con la parte social y ambiental -Csa	2,267%
Porcentaje Costos de abandono - Caba	3,310%
Porcentaje Contingencia - Ccon	6,610%
Porcentaje total social ambiental, abandono y contingencia	12,188%

Fuente: Análisis Propios CREG.

2.4.1 Costos adicionales o ahorros por variación en el precio de combustible

Vb_2

El valor de la obra civil de los gasoductos depende, entre otras cosas, del costo del combustible que utilizan las maquinarias en la construcción. En esta parte se incluye la variación del precio del combustible utilizado teniendo en cuenta el valor de referencia del ACPM ($cb1$). Para ello, se utilizan las siguientes ecuaciones que permiten determinar el valor base afectado por el precio del combustible:

$$\left. \begin{array}{l} \text{Si } V_{comb} = Cb1 \\ \text{Si } V_{comb} \neq Cb1 \end{array} \right\} \begin{array}{l} Vb_2 = Vb_1 \\ Vb_2 = Vb_1 \times [1 + (V_{comb} - Cb1) \times (cc \cdot diam^3 + cd \cdot diam^2 + ce \cdot diam + cf)] \end{array}$$

Donde:

- Vb_2 : Valor base incluyendo componente social ambiental, abandono y contingencia, así como el efecto de la variación del combustible [USD/pulgada/m] diciembre de 2016.
- Vb_1 : Valor base incluyendo componente social ambiental, abandono y contingencia [USD/pulgada/m] diciembre de 2016.
- V_{comb} : Valor del ACPM en Colombia al usuario final en USD por galón estimado para la fecha de puesta en operación del proyecto en USD/galón diciembre de 2016.
- $Cb1$: Valor del ACPM considerando en el modelo 4,5 USD/galón.
- cc : Coeficiente. Ver Tabla 2-3.
- cd : Coeficiente. Ver Tabla 2-3.
- ce : Coeficiente. Ver Tabla 2-3.
- cf : Coeficiente. Ver Tabla 2-3.

En la Tabla 2-3 se presentan los coeficientes de las ecuaciones, así como el diámetro al cual se le puede aplicar la ecuación en términos de diámetros

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Multiplicador	Rango aplicación	Variable	Valor
Variación precio Combustible:	Costo base combustible	cb1_	4,500000
	2<=diam<=36	cc	0,000010
		cd	-0,000600
		ce	0,007900
		cf	0,010200

Fuente: Análisis Propios CREG.

2.5 Variables de modelamiento de complejidades en el trazado

En la siguiente matriz se presentan las variables incluidas en el modelamiento.

Variable	Alternativas en el modelamiento de complejidad							
Localidad Clase	Localidad Clase 1	Localidad Clase 2	Localidad Clase 3	Localidad Clase 4				
Suelo	Arcilloso	Arenoso	Rocoso					
Terreno inclinado	0%-5%	5%-10%	10%-15%	15%-20%	20%-25%	más de 25%		
Vegetación	Tundra	Bosque Templado	Selva Subtropical	Desierto Árido	Estepa Seca	Sabana	Selva Tropical	Tundra Alpina
Cruces cuerpos de agua	Perforación Horizontal Dirigida	CruceAéreo	Zanja					
Nivel freático	Sumideros y Zanjas	Sistema de Aspiración	Ataguías					
Otras Variables	Cruces sísmicos							
	Doble junta							
	Terreno cultivado							
Media ladera	15%	25%	35%					
Costos efecto combustible	Ajustes en el valor de combustible (4,5 USD por galón)							
Costos de conexiones	Diámetros 2" - 36"							

Fuente: CREG.

2.5.1 Incluir el efecto de los multiplicadores en el valor gasoducto Vb_3

Para determinar los multiplicadores a aplicar al valor base incluyendo componente social ambiental, abandono y contingencia, así como el efecto de la variación del combustible – Vb_2 se aplica la siguiente expresión:

$$Vb_3 = Vb_2 \cdot \left[\frac{M_{SA} \cdot l_{SA} + M_{SAre} \cdot l_{SAre} + M_{Sroc} \cdot l_{Sroc} + M_{Vtun} \cdot l_{Vtun} + M_{VBtem} \cdot l_{VBtem} + M_{VSSub} \cdot l_{VSSub} + M_{SAri} \cdot l_{SAri} + M_{SEs} \cdot l_{SEs} + M_{Vsab} \cdot l_{Vsab} + \dots}{l_{SA} + l_{SAre} + l_{Sroc} + l_{Vtun} + l_{VBtem} + l_{VSSub} + l_{SAri} + l_{SEs} + l_{Vsab}} \right] \cdot \left[\frac{+ M_{VStrop} \cdot l_{VStrop} + M_{Vta} \cdot l_{Vta} + M_{CL1} \cdot l_{CL1} + M_{CL2} \cdot l_{CL2} + M_{CL3} \cdot l_{CL3} + M_{CLA} \cdot l_{CLA} + M_{Tcul} \cdot l_{Tcul} + M_{Ti_{05}} \cdot l_{Ti_{05}} + M_{Ti_{15}} \cdot l_{Ti_{15}} + \dots}{l_{VStrop} + l_{Vta} + l_{CL1} + l_{CL2} + l_{CL3} + l_{CLA} + l_{Tcul} + l_{Ti_{05}} + l_{Ti_{15}}} \right] \cdot \left[\frac{M_{Ti_{1015}} \cdot l_{Ti_{1015}} + M_{Ti_{1520}} \cdot l_{Ti_{1520}} + M_{Ti_{2025}} \cdot l_{Ti_{2025}} + M_{Ti_{m25}} \cdot l_{Ti_{m25}} + M_{Dj} \cdot l_{Dj} + M_{ac} \cdot l_{ac} + M_{m15} \cdot l_{m15} + M_{m25} \cdot l_{m25} + M_{m35} \cdot l_{m35}}{+ l_{Ti_{1015}} + l_{Ti_{1520}} + l_{Ti_{2025}} + l_{Ti_{m25}} + l_{Dj} + l_{ac} + l_{m15} + l_{m25} + l_{m35}} \right]$$

Donde:

2

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Vb_3 :	Valor base incluyendo los componentes de Vb_2 y el efecto de los multiplicadores asociados a las complejidades del trazado. [USD/pulgada/m] diciembre de 2016.
Vb_2 :	Valor base incluyendo componente social ambiental, abandono y contingencia, así como el efecto de la variación del combustible [USD/pulgada/m] diciembre de 2016.
M_{SA} :	Multiplicador Suelo Arcilloso.
l_{SA} :	Longitud Suelo Arcilloso [m].
M_{SAre} :	Multiplicador Suelo Arenoso.
l_{SAre} :	Longitud Suelo Arenoso [m].
M_{Sroc} :	Multiplicador Suelo Rocoso.
l_{Sroc} :	Longitud Suelo Rocoso [m].
M_{Vtun} :	Multiplicador vegetación Tundra.
l_{vtun} :	Longitud vegetación Tundra [m].
M_{VBtem} :	Multiplicador vegetación Bosque Templado.
l_{VBtem} :	Longitud vegetación Bosque Templado [m].
M_{VSSub} :	Multiplicador vegetación Selva Subtropical.
l_{VSSub} :	Longitud vegetación Selva Subtropical [m].
M_{SAri} :	Multiplicador vegetación Desierto Árido.
l_{SAri} :	Longitud vegetación Desierto Árido [m].
M_{SEs} :	Multiplicador vegetación Estepa Seca.
l_{SEs} :	Longitud vegetación Estepa Seca [m].
M_{Vsab} :	Multiplicador vegetación Sabana.
l_{Vsab} :	Longitud vegetación Sabana [m].
M_{Vstrop} :	Multiplicador vegetación Selva Tropical.
l_{Vstrop} :	Longitud vegetación Selva Tropical [m].
M_{Vta} :	Multiplicador vegetación Tundra Alpina.
l_{Vta} :	Longitud vegetación Tundra Alpina [m].
M_{CL1} :	Multiplicador Localidad Clase 1.
l_{CL1} :	Longitud Localidad Clase 1 [m].
M_{CL2} :	Multiplicador Localidad Clase 2.
l_{CL2} :	Longitud Localidad Clase 2 [m].
M_{CL3} :	Multiplicador Localidad Clase 3.
l_{CL3} :	Longitud Localidad Clase 3 [m].
M_{CL4} :	Multiplicador Localidad Clase 4.
l_{CL4} :	Longitud Localidad Clase 4 [m].
M_{Tcul} :	Multiplicador Terreno cultivado.
l_{Tcul} :	Longitud Terreno cultivado [m].
$M_{Ti_{05}}$:	Multiplicador Terreno inclinado entre 0%-5%.
$l_{Ti_{05}}$:	Longitud Terreno inclinado entre 0%-5% [m].
$M_{Ti_{510}}$:	Multiplicador Terreno inclinado entre 5%-10%.
$l_{Ti_{510}}$:	Longitud Terreno inclinado entre 5%-10% [m].
$M_{Ti_{1015}}$:	Multiplicador Terreno inclinado entre 10%-15%.
$l_{Ti_{1015}}$:	Longitud Terreno inclinado entre 10%-15% [m].
$M_{Ti_{1520}}$:	Multiplicador Terreno inclinado entre 15%-20%.
$l_{Ti_{1520}}$:	Longitud Terreno inclinado entre 15%-20% [m].
$M_{Ti_{2025}}$:	Multiplicador Terreno inclinado entre 20%-25%.
$l_{Ti_{2025}}$:	Longitud Terreno inclinado entre 20%-25% [m].
$M_{Ti_{m25}}$:	Multiplicador Terreno inclinado más de 25%.
$l_{Ti_{m25}}$:	Longitud Terreno inclinado más de 25% [m].
M_{Dj} :	Multiplicador Doble junta.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

- l_{Dj} : Longitud Doble junta [m].
 M_{ac} : Multiplicador Área congestionada.
 l_{ac} : Longitud Área congestionada [m].
 M_{ml15} : Multiplicador media ladera con pendiente media del 15%.
 l_{ml15} : Longitud media ladera con pendiente media del 15% [m].
 M_{ml25} : Multiplicador media ladera con pendiente media del 25%.
 l_{ml25} : Longitud media ladera con pendiente media del 25% [m].
 M_{ml35} : Multiplicador media ladera con pendiente media del 35%.
 l_{ml35} : Longitud media ladera con pendiente media del 35% [m].

En la Tabla 2-4 se incluyen los coeficientes y las ecuaciones para calcular los diferentes multiplicadores incluyendo el rango de aplicación de las fórmulas para los diferentes diámetros - *diam*.

Tabla 2-4 Multiplicadores				
Multiplicador	Rango aplicación	Variable	Valor	Ecuación
Suelo Arcilloso	$2 \leq \text{diam} \leq 36$	c	1,0000	$M_{SA} = c$
Suelo Arenoso	$2 \leq \text{diam} \leq 36$	d	0,0001	$M_{SAre} = d \cdot \text{diam}^2 + e \cdot \text{diam} + f$
		e	-0,0020	
		f	1,2740	
Suelo Rocoso	$2 \leq \text{diam} \leq 36$	g	0,0001	$M_{Sroc} = g \cdot \text{diam}^2 + h \cdot \text{diam} + i$
		h	-0,0021	
		i	1,6958	
Tundra	$2 \leq \text{diam} \leq 36$	j	0,0000	$M_{Vtun} = j \cdot \text{diam}^2 + k \cdot \text{diam} + l$
		k	0,0037	
Bosque Templado	<20	m	1,2500	$\left\{ \begin{array}{l} \text{Rango} \\ \text{diam} < 20 \\ 20 \leq \text{diam} \leq 28 \\ \text{diam} \geq 30 \end{array} \right. \begin{array}{l} M_{VBtem} \\ m \\ n \\ o \end{array}$
	$20 \leq \text{diam} \leq 28$	n	1,2600	
	<28	o	1,2630	
Selva Subtropical	<20	p	1,7100	$\left\{ \begin{array}{l} \text{Rango} \\ \text{diam} < 20 \\ \text{diam} \geq 20 \end{array} \right. \begin{array}{l} M_{VSSub} \\ p \\ q \end{array}$
	≥ 20	q	1,7200	
Desierto Árido	$2 \leq \text{diam} \leq 36$	r	1,0000	$M_{SAri} = r$
Estepa Seca	$2 \leq \text{diam} \leq 36$	s	1,0000	$M_{SEs} = s$
Sabana	<26	t	1,0500	$\left\{ \begin{array}{l} \text{Rango} \\ \text{diam} < 26 \\ \text{diam} \geq 26 \end{array} \right. \begin{array}{l} M_{Vsab} \\ t \\ M_{Vtun} = u \cdot \text{diam} + v \end{array}$
	≥ 26	u	0,0017	
		v	1,0133	
Selva Tropical	<20	w	2,1700	$\left\{ \begin{array}{l} \text{Rango} \\ \text{diam} < 20 \\ 20 \leq \text{diam} \leq 28 \\ \text{diam} \geq 20 \end{array} \right. \begin{array}{l} M_{Vstrop} \\ w \\ x \\ y \end{array}$
	$20 \leq \text{diam} \leq 28$	x	2,1800	
	>28	y	2,1870	
Tundra Alpina	<14	z	1,4100	$\left\{ \begin{array}{l} \text{Rango} \\ \text{diam} < 14 \\ 14 \leq \text{diam} < 24 \\ \text{diam} \geq 24 \end{array} \right. \begin{array}{l} M_{Vta} \\ z \\ aa \\ ab \end{array}$
	$14 \leq \text{diam} \leq 22$	aa	1,4200	
	>22	ab	1,4300	
Localidad Clase 1	$2 \leq \text{diam} \leq 36$	ac	1,0000	$M_{CLi} = ac$

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Tabla 2-4 Multiplicadores				
Multiplicador	Rango aplicación	Variable	Valor	Ecuación
Localidad Clase 2	<16	ad	0,0029	$\left\{ \begin{array}{l} \text{Rango} \\ \text{diam} < 16 \\ \text{diam} \geq 16 \end{array} \right. \left. \begin{array}{l} M_{CL2} \\ M_{CL2} = ad \cdot \text{diam} + ae \\ M_{CL2} = af \cdot \text{diam} + ag \end{array} \right\}$
		ae	0,9910	
	>=16	af	0,0024	
		ag	1,0930	
Localidad Clase 3	<14	ah	1,2200	$\left\{ \begin{array}{l} Eq \\ \text{diam} < 14 \\ \text{diam} \geq 14 \end{array} \right. \left. \begin{array}{l} M_{CL3} \\ ah \\ M_{CL3} = ai \cdot \text{diam} + aj \end{array} \right\}$
	>=14	ai	0,0080	
		aj	1,3080	
Localidad Clase 4	2<=diam<=36	ak	0,0004	$M_{CL4} = ak \cdot \text{diam}^2 + al \cdot \text{diam} + am$
		al	0,0019	
		am	1,2080	
Terreno cultivado	<14	an	1,1500	$\left\{ \begin{array}{l} \text{Rango} \\ \text{diam} < 14 \\ 14 \leq \text{diam} < 16 \\ 16 \leq \text{diam} < 20 \\ 20 \leq \text{diam} < 22 \\ 22 \leq \text{diam} < 24 \\ 24 \leq \text{diam} < 26 \\ \text{diam} \geq 26 \end{array} \right. \left. \begin{array}{l} M_{Tcul} \\ an \\ ao \\ ap \\ aq \\ ar \\ ar1 \\ ar2 \cdot \text{diam}^2 + ar3 \cdot \text{diam} + ar4 \end{array} \right\}$
	14<=diam<16	ao	1,1600	
	16<=diam<20	ap	1,1700	
	20<=diam<22	aq	1,1700	
	22<=diam<24	ar	1,1800	
	24<=diam<26	ar1	1,1900	
	26<=diam	ar2	0,0004	
		ar3	-0,0208	
ar4	1,4467			
Terreno inclinado entre 0%-5%	2<=diam<=36	as	1,0000	$M_{Ti05} = as$
Terreno inclinado entre 5%-10%	2<=diam<=36	at	0,0005	$M_{Ti510} = at \cdot \text{diam}^2 + au \cdot \text{diam} + av$
		au	0,0052	
		av	1,7838	
Terreno inclinado entre 10%-15%	2<=diam<=36	aw	0,0003	$M_{Ti1015} = aw \cdot \text{diam}^2 + ax \cdot \text{diam} + ay$
		ax	0,0053	
Terreno inclinado entre 15%-20%	2<=diam<=36	ay	2,2456	$M_{Ti1520} = az \cdot \text{diam}^2 + ba \cdot \text{diam} + bb$
		az	0,0003	
Terreno inclinado entre 20%-25%	2<=diam<=36	ba	0,0053	$M_{Ti2025} = bc \cdot \text{diam}^2 + bd \cdot \text{diam} + be$
		bb	2,8456	
Terreno inclinado entre 20%-25%	2<=diam<=36	bc	0,0004	$M_{Ti2025} = bc \cdot \text{diam}^2 + bd \cdot \text{diam} + be$
		bd	0,0003	
Terreno inclinado más de 25%	2<=diam<=36	be	3,7522	$M_{Tim25} = bf \cdot \text{diam}^2 + bg \cdot \text{diam} + bh$
		bf	0,0004	
		bg	0,0003	
Doble junta	<12	bi	1,0910	$\left\{ \begin{array}{l} \text{rango} \\ \text{diam} < 12 \\ \text{diam} \geq 12 \end{array} \right. \left. \begin{array}{l} M_{DJ} \\ bi \\ M_{DJ} = bj \cdot \text{diam}^2 + bk \cdot \text{diam} + bl \end{array} \right\}$
	>=12	bj	0,0016	
		bk	-0,0993	
		bl	1,9143	
Área congestionada	2<=diam<=36	bm	0,0011	$M_{ac} = am \cdot \text{diam}^2 + an \cdot \text{diam} + ao$
		bn	0,0385	

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Tabla 2-4 Multiplicadores				
Multiplicador	Rango aplicación	Variable	Valor	Ecuación
		bo	1,3266	

Fuente: CREG

En el desarrollo del estudio de (TIPIEL, 2017b) se incluyeron factores multiplicadores para media ladera, los cuales, además de ser función del diámetro, son dependientes de la longitud que se construye en media ladera y son aplicables para longitudes entre 30 y 15.000 metros, los cuales son aplicables para inclinaciones de 15%, 25% y 35%. En la Tabla 2-5 y la Tabla 2-6 incluyen las ecuaciones para calcular dichos multiplicadores:

Tabla 2-5 Multiplicadores Media Ladera - 1						
ID Variable	Multiplicadores de media ladera con pendiente media del 15% - M_{ml15}			Multiplicadores de media ladera con pendiente media del 25% - M_{ml25}		
	Eq_ml_15p	eb _{diam}	ec _{diam}	Eq_ml_25p	ed _{diam}	ee _{diam}
Unidades	adm			adm		
Longitud mín. [m]	30			30		
Longitud máx. [m]	15.000			15.000		
Diámetro						
2	Eq_ml_15p_2=eb_2.diam+ec_2	2,39538E-05	1	Eq_ml_25p_2=ed_2.diam+ee_2	3,00658E-05	1
3	Eq_ml_15p_3=eb_3.diam+ec_3	1,52712E-05	1	Eq_ml_25p_3=ed_3.diam+ee_3	1,92030E-05	1
4	Eq_ml_15p_4=eb_4.diam+ec_4	6,58850E-06	1	Eq_ml_25p_4=ed_4.diam+ee_4	8,34020E-06	1
6	Eq_ml_15p_6=eb_6.diam+ec_6	4,83600E-06	1	Eq_ml_25p_6=ed_6.diam+ee_6	6,22920E-06	1
8	Eq_ml_15p_8=eb_8.diam+ec_8	4,66250E-06	1	Eq_ml_25p_8=ed_8.diam+ee_8	5,88770E-06	1
10	Eq_ml_15p_10=eb_10.diam+ec_10	4,12900E-06	1	Eq_ml_25p_10=ed_10.diam+ee_10	5,19970E-06	1
12	Eq_ml_15p_12=eb_12.diam+ec_12	3,55850E-06	1	Eq_ml_25p_12=ed_12.diam+ee_12	4,55910E-06	1
14	Eq_ml_15p_14=eb_14.diam+ec_14	2,70350E-06	1	Eq_ml_25p_14=ed_14.diam+ee_14	3,52170E-06	1
16	Eq_ml_15p_16=eb_16.diam+ec_16	3,05590E-06	1	Eq_ml_25p_16=ed_16.diam+ee_16	3,76930E-06	1
18	Eq_ml_15p_18=eb_18.diam+ec_18	2,11620E-06	1	Eq_ml_25p_18=ed_18.diam+ee_18	2,72040E-06	1
20	Eq_ml_15p_20=eb_20.diam+ec_20	2,55130E-06	1	Eq_ml_25p_20=ed_20.diam+ee_20	3,08360E-06	1
22	Eq_ml_15p_22=eb_22.diam+ec_22	2,55810E-06	1	Eq_ml_25p_22=ed_22.diam+ee_22	3,05420E-06	1
24	Eq_ml_15p_24=eb_24.diam+ec_24	2,56490E-06	1	Eq_ml_25p_24=ed_24.diam+ee_24	3,02480E-06	1
26	Eq_ml_15p_26=eb_26.diam+ec_26	3,48030E-06	1	Eq_ml_25p_26=ed_26.diam+ee_26	3,91720E-06	1
28	Eq_ml_15p_28=eb_28.diam+ec_28	4,39560E-06	1	Eq_ml_25p_28=ed_28.diam+ee_28	4,80970E-06	1
30	Eq_ml_15p_30=eb_30.diam+ec_30	5,31090E-06	1	Eq_ml_25p_30=ed_30.diam+ee_30	5,70210E-06	1
32	Eq_ml_15p_32=eb_32.diam+ec_32	5,59210E-06	1	Eq_ml_25p_32=ed_32.diam+ee_32	5,96350E-06	1
34	Eq_ml_15p_34=eb_34.diam+ec_34	5,87330E-06	1	Eq_ml_25p_34=ed_34.diam+ee_34	6,22480E-06	1
36	Eq_ml_15p_36=eb_36.diam+ec_36	6,15440E-06	1	Eq_ml_25p_36=ed_36.diam+ee_36	6,48610E-06	1

Tabla 2-6 Multiplicadores Media Ladera - 2			
ID variable	Multiplicadores de media ladera con pendiente media del 35% - M_{ml35}		
	Eq_ml_35p	ef	eg
Unidades	adm		
Longitud mín. [m]	30		
Longitud máx. [m]	15.000		
Diámetro			
2	Eq_ml_35p_2=ef_2.diam+eg_2	3,77866E-05	1
3	Eq_ml_35p_3=ef_3.diam+eg_3	2,47502E-05	1
4	Eq_ml_35p_4=ef_4.diam+eg_4	1,17137E-05	1
6	Eq_ml_35p_6=ef_6.diam+eg_6	8,91230E-06	1
8	Eq_ml_35p_8=ef_8.diam+eg_8	8,24700E-06	1
10	Eq_ml_35p_10=ef_10.diam+eg_10	7,26170E-06	1

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Tabla 2-6 Multiplicadores Media Ladera - 2			
Multiplicadores de media ladera con pendiente media del 35% - M_{ml35}			
ID variable	Eq_ml_35p	ef	eg
Unidades	adm		
Longitud mín. [m]	30		
Longitud máx. [m]	15.000		
Diámetro			
12	Eq_ml_35p_12=ef_12.diam+eg_12	6,53180E-06	1
14	Eq_ml_35p_14=ef_14.diam+eg_14	5,12050E-06	1
16	Eq_ml_35p_16=ef_16.diam+eg_16	5,16290E-06	1
18	Eq_ml_35p_18=ef_18.diam+eg_18	3,90030E-06	1
20	Eq_ml_35p_20=ef_20.diam+eg_20	4,12150E-06	1
22	Eq_ml_35p_22=ef_22.diam+eg_22	4,04660E-06	1
24	Eq_ml_35p_24=ef_24.diam+eg_24	3,97180E-06	1
26	Eq_ml_35p_26=ef_26.diam+eg_26	4,50460E-06	1
28	Eq_ml_35p_28=ef_28.diam+eg_28	5,03740E-06	1
30	Eq_ml_35p_30=ef_30.diam+eg_30	5,57030E-06	1
32	Eq_ml_35p_32=ef_32.diam+eg_32	6,10310E-06	1
34	Eq_ml_35p_34=ef_34.diam+eg_34	6,63590E-06	1
36	Eq_ml_35p_36=ef_36.diam+eg_36	7,16870E-06	1

2.5.2 Costos de complejidades y su adición al valor del gasoducto Vb_{3a} .

Existen variables en el modelamiento que representan obras y equipos específicos en la intervención del trazado para los cuales se desarrolló un análisis puntual en el estudio de (TIPIEL, 2017a), las cuales son:

- Sumideros y Zanjas
- Sistema de Aspiración
- Ataguías
- Cruces húmedos
- Perforación Horizontal Dirigida
- Cruces aéreos
- Cruces sísmicos

En dichos casos el resultado del consultor incluyó tablas donde se identifican valores totales de los cruces desde 2” hasta 48” y desde 30 metros hasta 15 km, los cuales para ser incluidos en el modelo se les debe restar el valor base considerado en el estudio, de lo contrario se estaría sumando dos veces el valor base, de tal manera que en las ecuaciones descritas en la Tabla 2-7 y la Tabla 2-8 ya está calculado el valor neto.

Para calcular el valor a adicionar al valor base Vb_3 el costo de las complejidades se aplica las siguientes ecuaciones

$$Vb_{3a} = Vb_3 \cdot diam \cdot l_{base} + C_{SZ} \cdot l_{SZ} + C_{SA} \cdot l_{SA} + C_{At} \cdot l_{At} + C_{CH} \cdot l_{CH} + C_{CS} \cdot l_{CS} + C_{phd} + C_{ac}$$

Donde:

Vb_{3a} : Valor base incluyendo componentes de Vb_2 , así como el costo de las complejidades [USD] diciembre de 2016.

J

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Vb_3 :	Valor base incluyendo los componentes de Vb_2 y el efecto de los multiplicadores asociados a las complejidades del trazado. [USD/pulgada/m] diciembre de 2016.
$diam$:	Diámetro [pulgadas].
l_{base} :	Longitud total del gasoducto a valorar [m].
C_{SZ} :	Costo por metro de Sumideros y Zanjas [USD/m] diciembre de 2016.
l_{SZ} :	Longitud Sumideros y Zanjas [m].
C_{SA} :	Costo por metro de Sistema de Aspiración [USD/m] diciembre de 2016.
l_{SA} :	Longitud Sistema de Aspiración [m].
C_{At} :	Costo por metro de Ataguías [USD/m] diciembre de 2016.
l_{At} :	Longitud Ataguías [m].
C_{CH} :	Costo por metro de Cruces húmedos [USD/m] diciembre de 2016.
l_{CH} :	Longitud Cruces húmedos [m].
C_{CS} :	Costo por metro de Cruce sísmico [USD/m] diciembre de 2016.
l_{CS} :	Longitud Cruce sísmico [m].
C_{phd} :	Costo de Perforación Horizontal Dirigida [USD] diciembre de 2016.
C_{ac} :	Costo de Perforación Horizontal Dirigida [USD] diciembre de 2016.

Las ecuaciones integradas en este numeral incluyen el efecto del valor neto de las complejidades. Las ecuaciones están incluidas en la Tabla 2-7 y la Tabla 2-8.

Complejidad	Rango aplicación	Variable	Valor	Ecuación
Sumideros y Zanjas ⁴	2<=diam<=36	ck	0,4964	$C_{SZ} = ck \cdot diam^2 + cl \cdot diam + cm$
		cl	-11,3670	
		cm	73,7580	
Sistema de Aspiración ⁵	2<=diam<=36	cn	0,4907	$C_{SA} = cn \cdot diam^2 + co \cdot diam + cp$
		co	-10,7180	
		cp	130,7000	
Ataguías ⁶	2<=diam<=36	cq	0,4964	$C_{At} = cq \cdot diam^2 + cr \cdot diam + cs$
		cr	-10,5880	
		cs	135,8100	
Cruces húmedos ⁷	2<=diam<=36	ct	1,0655	$C_{CH} = ct \cdot diam^2 + cu \cdot diam + cv$
		cu	-15,9720	
		cv	491,2800	
Cruce sísmico ⁸	2<=diam<=36	cw	0,5444	$C_{CS} = cw \cdot diam^2 + cx \cdot diam + cy$
		cx	-3,3784	
		cy	299,1900	

Existen otros costos de complejidades que al modelarlos se caracterizan por ecuaciones que dependen del diámetro y de la longitud tales como:

- a) Perforación Horizontal Dirigida.
- b) Cruces aéreos.

Se pueden consultar las ecuaciones en la Tabla 2-8

⁴ 3a-Water Table-Sumps & Ditches.

⁵ 3b-Water Table-Well Point System.

⁶ 3c-Water Table-Cofferdams.

⁷ 5a-Wet Crossings.

⁸ 6a-Seismic Crossing.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Tabla 2-8 Costos complejidades 2						
ID Variable	Perforación Horizontal Dirigida C_{phd}^9			Cruce aéreo C_{ac}^{10}		
	Eq_Ph _d	Cx _{diam}	Cy _{diam}	Eq_Ca	dz _{diam}	ea _{diam}
unidades	USD			USD		
Longitud mín. [m]	60			30		
Longitud máx. [m]	5.000			5.000		
Diámetro						
2	Eq_Ph _d _2=cx_2.long_phd+cy_2	1.048,001	4.436,383	Eq_Ca_2=dz_2.long_ca+ea_2	1.832,432	(9.259,580)
3	Eq_Ph _d _3=cx_3.long_phd+cy_3	1.151,380	4.512,262	Eq_Ca_3=dz_3.long_ca+ea_3	1.702,840	3.093,434
4	Eq_Ph _d _4=cx_4.long_phd+cy_4	1.254,759	4.588,140	Eq_Ca_4=dz_4.long_ca+ea_4	1.573,248	15.446,450
6	Eq_Ph _d _6=cx_6.long_phd+cy_6	1.442,725	4.594,629	Eq_Ca_6=dz_6.long_ca+ea_6	2.156,491	(1.344,030)
8	Eq_Ph _d _8=cx_8.long_phd+cy_8	1.589,473	4.601,246	Eq_Ca_8=dz_8.long_ca+ea_8	2.033,982	15.414,110
10	Eq_Ph _d _10=cx_10.long_phd+cy_10	1.741,588	4.608,838	Eq_Ca_10=dz_10.long_ca+ea_10	2.174,188	10.809,400
12	Eq_Ph _d _12=cx_12.long_phd+cy_12	2.005,672	7.493,328	Eq_Ca_12=dz_12.long_ca+ea_12	2.954,295	31.364,170
14	Eq_Ph _d _14=cx_14.long_phd+cy_14	2.077,281	7.497,858	Eq_Ca_14=dz_14.long_ca+ea_14	3.215,827	33.069,940
16	Eq_Ph _d _16=cx_16.long_phd+cy_16	2.217,332	7.506,125	Eq_Ca_16=dz_16.long_ca+ea_16	3.532,479	25.611,550
18	Eq_Ph _d _18=cx_18.long_phd+cy_18	2.321,518	7.514,951	Eq_Ca_18=dz_18.long_ca+ea_18	3.593,326	29.651,500
20	Eq_Ph _d _20=cx_20.long_phd+cy_20	2.452	7.524,353	Eq_Ca_20=dz_20.long_ca+ea_20	4.070,170	27.157,847
22	Eq_Ph _d _22=cx_22.long_phd+cy_22	2.539,957	9.451,708	Eq_Ca_22=dz_22.long_ca+ea_22	4.711,639	48.373,980
24	Eq_Ph _d _24=cx_24.long_phd+cy_24	2.627,914	11.379,063	Eq_Ca_24=dz_24.long_ca+ea_24	5.353,108	69.590,120
26	Eq_Ph _d _26=cx_26.long_phd+cy_26	2.762,080	109,765	Eq_Ca_26=dz_26.long_ca+ea_26	5.654,947	68.488,410
28	Eq_Ph _d _28=cx_28.long_phd+cy_28	2.896,246	8.840,468	Eq_Ca_28=dz_28.long_ca+ea_28	5.956,785	67.386,690
30	Eq_Ph _d _30=cx_30.long_phd+cy_30	3.030,413	7.571,171	Eq_Ca_30=dz_30.long_ca+ea_30	6.258,623	66.284,970
32	Eq_Ph _d _32=cx_32.long_phd+cy_32	3.139,715	7.584,287	Eq_Ca_32=dz_32.long_ca+ea_32	7.011,774	43.089,810
34	Eq_Ph _d _34=cx_34.long_phd+cy_34	3.249,017	7.597,403	Eq_Ca_34=dz_34.long_ca+ea_34	7.764,926	19.894,640
36	Eq_Ph _d _36=cx_36.long_phd+cy_36	3.358,319	7.610,519	Eq_Ca_36=dz_36.long_ca+ea_36	8.518,077	(3.300,510)

2.5.3 Costos de las Conexiones y su adición al valor del gasoducto Vb_4

Las conexiones pueden ser del tipo corte en frío (*cold cut*), corte en caliente (*hot tap*), conexión con tapón doble más *hot tap* y conexión con tapón doble más *hot tap* y *bypass*.

Estas conexiones se reconocen al transportador como parte de la inversión en transporte cuando se requieren para conectar un gasoducto *loop* o para conectar una extensión del gasoducto. De acuerdo con lo establecido en el reglamento único de transporte de gas natural, RUT, los costos de conexiones que benefician a un remitente en particular deben ser asumidos por dicho remitente.

A partir de la información disponible se puede establecer el costo de cada tipo de conexión como se muestra en la Tabla 2-9. Cabe anotar que la información disponible permite calcular directamente los valores para los diámetros de 4, 6, 12, 18, 24 y 30 pulgadas. Los valores para diámetros intermedios se obtuvieron con interpolación lineal. Las ecuaciones para determinar el valor del gasoducto incluyendo el costo de las conexiones

$$Vb_4 = Vb_{3a} + Ct_{ctdmhtyb} + Ct_{ctdmht} + Ct_{cccht} + Ct_{ctcf}$$

⁹ 5b-HDD-Horizontal directional drilling.

¹⁰ 5c-AerialCrossing.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Donde:

Vb_4 :	Valor base incluyendo componentes de Vb_{3a} , así como el costo de las complejidades [USD] diciembre de 2016.
Vb_{3a} :	Valor base incluyendo componentes de Vb_2 , así como el costo de las complejidades [USD] diciembre de 2016.
$Ct_{Ctdmhtyb}$:	Costo total conexión tapón doble más hot tap y bypass [USD] diciembre de 2016.
Ct_{Ctdmht} :	Costo total conexión tapón doble más hot tap [USD] diciembre de 2016.
Ct_{Cccht} :	Costo total conexión corte en caliente, hot tap [USD] diciembre de 2016.
Ct_{Ctcf} :	Costo total conexión corte en frío, cold tap [USD] diciembre de 2016.

Tabla 2-9 Costo de conexiones (USD 2016).

Multiplicador	Rango aplicación	Variable	Valor	Ecuación
Conexión tapón doble más hot tap y bypass $Ct_{Ctdmhtyb}$	<14	bp	14157,0000	$Ct_{Ctdmhtybmeno14} = bp.diam + bq$
		bq	31935,0000	
	>=14	br	43507,0000	$Ct_{Ctdmhtybmay14} = br.diam + bs$
	bs	264562,000		
Conexión tapón doble más hot tap	2<=diam<=36	bt	856,4500	$Ct_{Ctdmht} = bt.diam^2 + bu.diam + bv$
		bu	-2215,6000	
		bv	57062,0000	
Conexión corte en caliente, hot tap	2<=diam<=36	bw	505,6300	$Ct_{Cccht} = bw.diam^2 + bx.diam + by$
		bx	-913,8600	
		by	338994,0000	
Conexión corte en frío, cold tap	2<=diam<=36	bz	81,8680	$Ct_{Ctcf} = bz.diam^2 + ca.diam + cb$
		ca	-566,6300	
		cb	5572,4000	

Es importante señalar que las ecuaciones presentadas en la tabla permiten el calcular el valor de una conexión. Si existen varias conexiones, se deben calcular cada una con la ecuación correspondiente.

Este resultado corresponde a una estimación de costos clase 3 según la clasificación de costos generalmente aceptada en ingeniería¹¹. El rango de exactitud esperado de esta estimación tiene una variación en el rango bajo de -10% a -20% y de +10% a +30% en el rango alto.

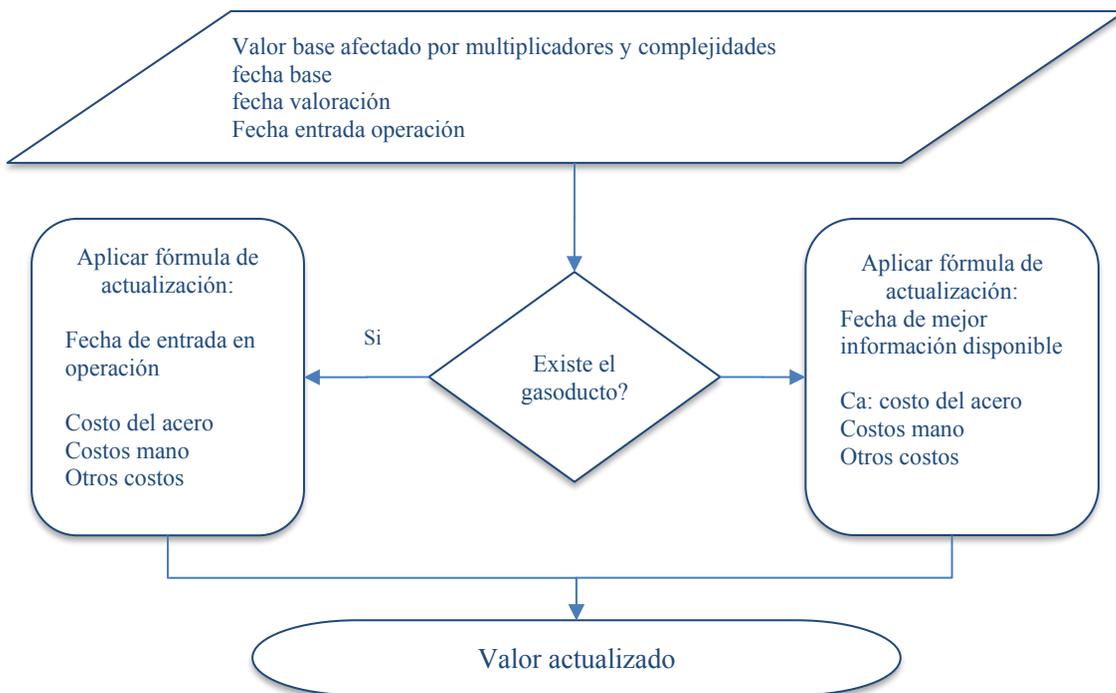
2.6 Actualización de valores de gasoducto

Los valores determinados hasta el numeral 2.5 están definidos en dólares americanos de diciembre de 2016. Sin embargo, para determinar los valores a otras fechas, es necesarios aplicarle indexadores. En el presente numeral se incluye el procedimiento para actualizar los valores. En el diagrama se presenta el proceso de actualización.

¹¹ Para mayor información la página www.aacei.org 18R-97: Cost Estimate Classification System

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Figura 2-2 Proceso de actualización de valores



Fuente: CREG.

Este valor se considera que se compone de tres parámetros: costos del acero, costos de mano de obra, y otros costos. En concordancia, se establece la forma de actualizarlo para determinar su valor en dólares de una fecha base¹². Para su actualización se debe considerar los siguientes dos casos posibles.

2.6.1 Definición de fechas para calcular la actualización

Para llevar a cabo la actualización es necesario incluir en el modelo de las siguientes fechas cuyas definiciones se incluyen a continuación:

- a) *fecha de entrada en operación del gasoducto feop*: corresponde a la fecha que entro en operación el gasoducto y en caso de que sea distinta a la fecha que se definió en la base tarifaria se tomará esta última, solo se podrán valorar gasoductos cuya entrada operación sea posterior al 1 de enero de 2003¹³.
- b) *fecha de valor base del modelo fv*: Corresponde a diciembre de 2016.
- c) *fecha base valoración fb*: corresponde a la fecha base definida en la metodología
- d) *fecha de evaluación del gasoducto feva*: Corresponde a la fecha con la mejor información disponible¹⁴ para valorar los gasoductos que se pretenden construir.

¹² La fecha base se define para establecer el valor de la inversión en dólares de una fecha específica para la valoración de todos los gasoductos por parte de la CREG y establecerlo mediante resolución.

¹³ Esta restricción se debe a la información disponible sobre series del acero.

¹⁴ En este caso diciembre de 2019, para la cual se tiene información de PPI e índices del acero.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

2.6.2 Actualizar el valor de un gasoducto existente Va_e

La valoración de un gasoducto que ya entró en operación comercial se actualiza a la fecha base, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Va_e = Vb_4 \times (Aea + Aemo + Aeoc)$$

Donde:

Va_e : Valor actualizado incluyendo componentes de Vb_4 , [USD] fecha base

Vb_4 : Valor base incluyendo componentes de Vb_{3a} , así como el costo de las complejidades [USD] diciembre de 2016

Aea : Indexador actualización acero.

$Aemo$: Indexador actualización mano obra

$Aeoc$: Indexador actualización otros costos

Las fórmulas para determinar los indexadores se incluyen en la Tabla 2-10.

Tabla 2-10 Ecuaciones actualización	
constante	Gasoducto existente
Actualización acero	$Aea = Ca * \frac{IA_{feop}}{IA_{fv}} * \frac{PPI_{fb}}{PPI_{feop}}$
Actualización mano obra	$Aemo = Cmo * \frac{TRM_{fv}}{TRM_{feop}} * \frac{SMLV_{feop}}{SMLV_{fv}} * \frac{PPI_{fb}}{PPI_{feop}}$
Actualización Otros costos	$Aeoc = Coc * \frac{PPI_{fb}}{PPI_{feop}}$

Las variables utilizadas en las fórmulas de la Tabla 2-10. se incluyen a continuación:

Ca : Coeficiente indexador equivalente a 0,35.

IA_{feop} : Es el índice para actualización de precios del acero, CDSPDRBJ Index¹⁵ fuente Bloomberg, correspondiente al promedio simple del mes para la fecha de entrada en operación del gasoducto feop.

IA_{fv} : Es el índice para actualización de precios del acero, CDSPDRBJ Index¹⁶ fuente Bloomberg, correspondiente al promedio simple del mes para la fecha de valor base del modelo fv .

PPI_{fb} : Es el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, serie WPSFD41312 para la fecha base valoración fb .

PPI_{feop} : Es el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, serie WPSFD41312 para la fecha de entrada en operación del gasoducto feop.

Cmo : Coeficiente indexador equivalente a 0,4.

TRM_{fv} : Es el promedio simple de la tasa representativa del mercado durante el año correspondiente a la fecha de valor base del modelo fv .

¹⁵ The data is coming from Antaika. From 8/19/2013 onward, the pricing is for rebar of grade HRB 400 or grade III. Previously, it was grade HRB 335, or commonly known as grade II.

¹⁶ The data is coming from Antaika. From 8/19/2013 onward, the pricing is for rebar of grade HRB 400 or grade III. Previously, it was grade HRB 335, or commonly known as grade II.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

TRM_{feop} :	Es el promedio simple de la tasa representativa del mercado durante el año correspondiente a la fecha de entrada en operación del gasoducto feop.
$SMLV_{feop}$:	Corresponde al salario mínimo mensual legal vigente durante el año correspondiente a la fecha de entrada en operación del gasoducto feop.
$SMLV_{fv}$:	Corresponde al salario mínimo mensual legal vigente durante el año correspondiente a la fecha de valor base del modelo fv
Coc :	Coefficiente indexador equivalente a 0,25.

Para la conversión del valor a pesos colombianos, se utiliza la siguiente expresión:

$$Va_{e,p} = Va_e \times TRM_{fb}$$

Donde:

$Va_{e,p}$:	Valor actualizado incluyendo componentes de Vb_4 , pesos colombianos de la fecha base.
Va_e :	Valor actualizado incluyendo componentes de Vb_4 , [USD] fecha base.
TRM_{fb} :	Tasa representativa del mercado de la fecha base.

2.6.3 Valorar un gasoducto que se pretende construir

La valoración de un gasoducto que se pretende construir se hará con la mejor información disponible al momento de la actualización. Mediante la siguiente expresión se actualiza a la fecha base:

$$Va_f = Vb_4 \cdot (Afa + Afmo + Afoc)$$

Donde:

Va_f :	Valor actualizado incluyendo componentes de Vb_4 , [USD] fecha base.
Vb_4 :	Valor base incluyendo componentes de Vb_{3a} , así como el costo de las complejidades [USD] diciembre de 2016.
Afa :	Indexador actualización acero.
$Afmo$:	Indexador actualización mano obra.
$Afoc$:	Indexador actualización otros costos.

Las fórmulas para determinar los indexadores se incluyen en la Tabla 2-11.

Tabla 2-11 Ecuaciones actualización gasoducto que se pretende construir	
constante	Gasoducto se pretende construir
Actualización acero	$Afa = Ca * \frac{IA_{feva}}{IA_{fv}} * \frac{PPI_{fb}}{PPI_{feva}}$
Actualización mano obra	$Afmo = Cmo * \frac{TRM_{fv}}{TRM_{fb}} * \frac{SMLV_{fb}}{SMLV_{fv}}$
Actualización Otros costos	$Afoc = Coc * \frac{PPI_{fb}}{PPI_{fv}}$

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Las variables utilizadas en las fórmulas de la Tabla 2-11 se incluyen a continuación:

Ca :	Coficiente indexador equivalente a 0,35.
IA_{feva} :	Es el índice para actualización de precios del acero, CDS _{PDRBJ} Index ¹⁷ fuente Bloomberg, correspondiente al promedio simple del mes para la fecha de evaluación del gasoducto $feva$.
IA_{fv} :	Es el índice para actualización de precios del acero, CDS _{PDRBJ} Index ¹⁸ fuente Bloomberg, correspondiente al promedio simple del mes para la fecha de valor base del modelo fv .
PPI_{fb} :	Es el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, serie WPSFD41312 para la fecha base valoración fb .
PPI_{fv} :	Es el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, serie WPSFD41312 para la fecha de valor base del modelo fv .
PPI_{feva} :	Es el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, serie WPSFD41312 para la fecha de evaluación del gasoducto $feva$.
Cmo :	Coficiente indexador equivalente a 0,4.
TRM_{fv} :	Es el promedio simple de la tasa representativa del mercado durante el año correspondiente a la fecha de valor base del modelo fv .
TRM_{fb} :	Es el promedio simple de la tasa representativa del mercado durante el año correspondiente a la fecha base valoración fb .
$SMLV_{fb}$:	Corresponde al salario mínimo mensual legal vigente durante el año correspondiente a la fecha base valoración fb .
$SMLV_{fv}$:	Corresponde al salario mínimo mensual legal vigente durante el año correspondiente a la fecha de valor base del modelo fv .
Coc :	Coficiente indexador equivalente a 0,25.

Para la conversión del valor a pesos colombianos, se utiliza la siguiente expresión:

$$Va_{e,p} = Va_e \times TRM_{fb}$$

Donde:

$Va_{f,p}$:	Valor actualizado incluyendo componentes de Vb_4 en pesos colombianos de la fecha base.
Va_f :	Valor actualizado incluyendo componentes de Vb_4 , [USD] fecha base.
TRM_{fb} :	Tasa representativa del mercado de la fecha base.

2.7 Reglas de aplicación de modelo

Para aplicar el modelo de valoración de gasoductos integrado en este numeral 2, se deben observar las siguientes reglas:

- La longitud del valor base corresponde a la longitud total del gasoducto.
- Se deben observar las restricciones en la aplicación de las variables de

¹⁷ The data is coming from Antaika. From 8/19/2013 onward, the pricing is for rebar of grade HRB 400 or grade III. Previously, it was grade HRB 335, or commonly known as grade II.

¹⁸ The data is coming from Antaika. From 8/19/2013 onward, the pricing is for rebar of grade HRB 400 or grade III. Previously, it was grade HRB 335, or commonly known as grade II.

2

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

multiplicadores y de complejidad en longitud y en diámetro, para situaciones en los cuales el gasoducto a modelar no se encuentre en dichos rangos igual el agente deberá llenar la información de caracterización y señalar expresamente que no está dentro del rango de aplicación del modelo.

- c) Para construcciones que se desarrollan en media ladera se podrán interpolar en caso de ángulos intermedios es decir entre 15°, 25° y 35°, si hay casos superiores a 35° se utilizara los multiplicadores de media ladera de 35°.

2.8 Restricciones de aplicación del modelo e información

Tal como se ha incluido a lo largo del presente numeral 2, en las diferentes tablas se han integrado rangos de aplicación para las diferentes fórmulas, en algunos casos para diámetros y en otro para longitudes. Complementario a ello, en la siguiente tabla se resumen las restricciones de aplicación del modelo.

Tabla 2-12 Restricciones en la aplicación del modelo		
Variable	Diámetros (inch)	Longitudes (m)
Valor base (Vb)	2, 3, 4, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 22, 24, 26, 28, 30, 32, 34, 36.	1.000,2.000,3.000,4.000,5.000,6.000,7.000,8.000,9.000, 10.000,20.000 , 30.000, 40.000, 50.000, 60.000, 70.000, 80.000, 90.000, 100.000, 110.000, 120.000, 130.000, 140.000, 150.000, 160.000, 170.000, 180.000, 190.000, 200.000
VARIABLES relacionadas con la ruta del ducto. (véanse las tablas 4 y 5)	2, 3, 4, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 22, 24, 26, 28, 30, 32, 34, 36.	Asociada Vb: 1000m – 200,000m
Multiplicador de media ladera (15%, 25%, 35% de inclinación)	2, 3, 4, 6, 8, 10, 12, 14 , 16, 18, 20, 22, 24, 26, 28, 30, 32, 34, 36	30,45,60,75,100,150,200, 250,300,400,500,600,700,800,900,1.000,1.100,1.200,1.300,1.400, 1.500,1.600, 1.700,1.800 ,1.900,2.000,2.500,3.000,3.500,4.000,4.500,5.000,10.000,15.000
CU Perforación Horizontal Dirigida	2, 3, 4, 6, 8, 10, 12, 14 , 16, 18, 20, 22, 24, 26, 28, 30, 32, 34, 36	30,45,60,75,100,150,200, 250,300,400,500,600,700,800,900,1.000,1.100,1.200,1.300,1.400, 1.500,1.600, 1.700,1.800 ,1.900,2.000,2.500,3.000,3.500,4.000,4.500,5.000

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Tabla 2-12 Restricciones en la aplicación del modelo		
Variable	Diámetros (inch)	Longitudes (m)
CU CruceAéreo	2, 3, 4, 6, 8, 10 ,12, 14 , 16, 18, 20, 22, 24, 26, 28, 30, 32, 34, 36	30,45,60,75,100,150,200, 250,300,400,500,600,700,800,900,1.000,1.100,1.200,1.300,1.400, 1.500,1.600, 1.700,1.800 ,1.900,2.000,2.500,3.000,3.500,4.000,4.500,5.000,10.000,15.000
CU. Sumideros y zanjas, sistema de aspiración, ataguías, zanja, cruces sísmicos	2, 3, 4, 6, 8, 10 ,12, 14 , 16, 18, 20, 22, 24, 26, 28, 30, 32, 34, 36	Asociada Vb: 1000m – 200,000m

3. Valoración de estaciones de compresión

3.1 Información disponible

Como parte de los estudios requeridos para establecer la nueva metodología de remuneración de la actividad de transporte de gas natural, en 2014 la Comisión realizó un estudio para actualizar el valor de algunos insumos utilizados por la CREG para estimar el valor eficiente de estaciones de compresión¹⁹.

3.2 Valores de referencia

En la tabla 7 se muestran las cifras desagregadas para las principales variables que inciden en el costo de inversión en estaciones de compresión recíprocas, y para distintos niveles de potencia instalada. Estos valores corresponden a los propuestos por el experto Calvin Peter Oleksuk en 2014, e incluyen el valor eficiente de elementos adicionales considerados necesarios para estaciones de compresión en Colombia. Estos elementos adicionales son enfriadores, edificios y bodegas, conexiones *hot tap* y pavimentación de vías. Las cifras correspondientes a estaciones centrífugas se muestran en la Tabla 2-14..

Tabla 2-13. Desagregación de variables que inciden en el costo estándar de inversión en estaciones de compresión recíprocas

¹⁹ El estudio lo realizó Calvin Peter Oleksuk, experto internacional en construcción de estaciones de compresión, y se publicó mediante la Circular No. 081 de 2014. La estimación de costos realizada por el consultor Oleksuk corresponde a una estimación clase III.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Componentes/Potencia instalada (HP)	20.000	15.000	10.000	7.500	5.000	2.500	1.500
	MUSD de julio de 2014						
Total	65,74	50,38	35,06	27,39	19,71	12,04	8,79
Equipos	36,18	27,26	18,37	13,92	9,45	5,00	3,06
Compresor	25,60	19,19	12,80	9,60	6,40	3,20	1,80
Enfriadores [1]	3,13	2,35	1,56	1,17	0,78	0,39	0,22
Transporte, bodegaje seguros, porteo [2]	0,37	0,28	0,19	0,14	0,09	0,05	0,03
IVA y arancel [3]	6,03	4,52	3,02	2,26	1,51	0,75	0,42
Otros	1,04	0,92	0,80	0,74	0,67	0,61	0,59
Materiales	8,87	6,91	4,95	3,97	2,99	2,02	1,62
Simentaciones, estructuras, edificios, tuberías, controles							
Construcción	7,18	5,67	4,16	3,40	2,65	1,89	1,59
Contratos, subcontratos, costos indirectos							
Ingeniería	5,07	4,00	2,93	2,40	1,87	1,33	1,12
Costos locales	1,05	0,90	0,75	0,68	0,60	0,53	0,50
Ambiental, consultas públicas, legal							
Adicionales [4]	1,42	1,07	0,71	0,53	0,36	0,18	0,10
Edificios y bodegas, conexión <i>hot tap</i> y vías							
Sub total	59,77	45,80	31,87	24,90	17,92	10,95	7,99
Contingencias 10%	5,98	4,58	3,19	2,49	1,79	1,09	0,80
Costo unitario USD/HP	3.287	3.359	3.506	3.652	3.942	4.818	5.860

Fuente: Adaptado del informe presentado por Calvin Peter Oleksuk, publicado mediante la Circular CREG 081 de 2014

[1] Rubro considerado necesario en las estaciones de compresión en Colombia. Corresponde al 12,22% del valor del compresor, porcentaje obtenido con base en valores reconocidos por la CREG para estos rubros en valoraciones anteriores.

[2] Corresponde al 1,3% del valor del compresor más enfriadores. Este es el porcentaje reconocido por la CREG para este rubro en valoraciones anteriores.

[3] Corresponde a 16% de IVA y 5% de arancel sobre el valor del compresor más enfriadores. Porcentajes reportados por la DIAN (E-2012-003178).

[4] Rubros considerados necesarios en las estaciones de compresión en Colombia. Corresponde al 5,56% del valor del compresor, porcentaje obtenido con base en valores reconocidos por la CREG para estos rubros en valoraciones anteriores.

Sobre las cifras que se muestran en la Tabla 2-13. y en la Tabla 2-14. se debe tener en cuenta lo siguiente:

- i. Los costos de inversión corresponden a estaciones de compresión valoradas a julio de 2014. La actualización de estas cifras se realizará con el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales (Serie ID: WPSFD41312).
- ii. Se asume que los equipos correspondientes a compresor y enfriadores son importados y sobre ellos aplica IVA y arancel. La información disponible en la Comisión al momento de elaborar este documento indica que para estos equipos el IVA es del 16% y el arancel del 5%. Estos porcentajes se podrán ajustar a los valores vigentes al momento de valorar una estación para efectos tarifarios.
- iii. Para determinar el valor de unidades o estaciones de compresión con potencia instalada que no se identifique en la Tabla 2-13. o en la Tabla 2-14. se utilizará interpolación lineal entre los valores identificados en las tablas.

Tabla 2-14. Desagregación de variables que inciden en el costo estándar de inversión en estaciones de compresión centrífugas

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Componentes/Potencia instalada (HP)	20.000	15.000	10.000	7.500	5.000	2.500	1.500
	MUSD de julio de 2014						
Total	45,28	38,06	29,00	24,11	19,05	13,04	10,65
Equipos	19,92	17,68	13,86	11,64	9,26	6,09	4,82
Compresor	12,90	11,41	8,85	7,36	5,76	3,62	2,77
Enfriadores [1]	2,59	2,29	1,78	1,48	1,16	0,73	0,56
Transporte, bodegaje seguros, porteo [2]	0,20	0,18	0,14	0,11	0,09	0,06	0,04
IVA y arancel [3]	3,25	2,88	2,23	1,86	1,45	0,91	0,70
Otros	0,98	0,92	0,86	0,83	0,80	0,77	0,75
Materiales	8,87	6,91	4,95	3,97	2,99	2,02	1,62
Simentaciones, estructuras, edificios, tuberías, controles							
Construcción	7,18	5,67	4,16	3,40	2,65	1,89	1,59
Contratos, subcontratos, costos indirectos							
Ingeniería	3,12	2,60	2,08	1,82	1,56	1,30	1,20
Costos locales	0,89	0,70	0,51	0,42	0,33	0,23	0,20
Ambiental, consultas públicas, legal							
Adicionales [4]	1,18	1,04	0,81	0,67	0,53	0,33	0,25
Edificios y bodegas, conexión <i>hot tap</i> y vías							
Sub total	41,16	34,60	26,36	21,92	17,31	11,86	9,68
Contingencias 10%	4,12	3,46	2,64	2,19	1,73	1,19	0,97
Costo unitario USD/HP	2.264	2.537	2.900	3.215	3.809	5.217	7.099

Fuente: Adaptado del informe presentado por Calvin Peter Oleksuk, publicado mediante la Circular CREG 081 de 2014

[1] Rubro considerado necesario en las estaciones de compresión en Colombia. Corresponde al 20,08% del valor del compresor, porcentaje obtenido con base en valores reconocidos por la CREG para estos rubros en valoraciones anteriores.

[2] Corresponde al 1,3% del valor del compresor más enfriadores. Este es el porcentaje reconocido por la CREG para este rubro en valoraciones anteriores.

[3] Corresponde a 16% de IVA y 5% de arancel sobre el valor del compresor más enfriadores. Porcentajes reportados por la DIAN (E-2012-003178).

[4] Rubros considerados necesarios en las estaciones de compresión en Colombia. Corresponde al 9,13% del valor del compresor, porcentaje obtenido con base en valores reconocidos por la CREG para estos rubros en valoraciones anteriores.

El resultado de aplicar los valores de referencia de la Tabla 2-13. o de la Tabla 2-14. corresponde a una estimación de costos clase 3 según la clasificación de costos generalmente aceptada en ingeniería²⁰. El rango de exactitud esperado de esta estimación tiene una variación en el rango bajo de -10% a -20% y de +10% a +30% en el rango alto.

Los anteriores valores de referencia no incluyen infraestructura adicional que pueda requerirse en la estación de compresión por situaciones particulares tales como condiciones del terreno o gasoductos de conexión de longitudes apreciables. Esta infraestructura adicional se podrá evaluar en cada caso con la justificación debida que reporte el transportador.

Firma del Proyecto,



DIEGO MESA LUYO
Ministro de Minas y Energía
Presidente



JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo

²⁰ Para mayor información ver consultar www.aacei.org

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Anexo 2. Información

Este anexo incluye los formatos para que los agentes declaren la información para valorar gasoductos, estaciones de compresión, inventario de activos y activos que cumplen periodo de vida útil normativa.

1 Variables del formato 1 - Gasoductos

1.1 Descripción de tipos de suelo

1.1.1 Suelo arcilloso

Se refiere al tipo de suelo cohesivo con una resistencia compresiva igual o superior a 1,5 toneladas por pie cuadrado (144kPa).

1.1.2 Suelo arenoso

Tipo de suelo que además de ser cohesivo, con una resistencia compresiva inferior a 1,5 toneladas por pie cuadrado (144kPa), en la construcción de los gasoductos se presentan paredes de las zanjas más inestables, lo cual generalmente conduce a una secuenciación en la construcción un poco diferente a través de las áreas impactadas. Normalmente en áreas arenosas el tubo es colocado en primer lugar, y la excavación y hundimiento se realiza después en estrecha proximidad a fin de no tener hundimientos en la excavación de la zanja.

1.1.3 Suelo rocoso

Tipo de suelo que presenta roca en camas sólidas o masas, en su formación original, encontrada en la excavación de zanjas para la tubería. Requiere extracción por medio de la utilización de cubos para roca, o perforación y voladura para su extracción. Una definición común es “aquello que no puede ser extraído con un D-8 equipado con un extractor, o excavado con una excavadora 330 equipada con un cubo para roca”. Normalmente en la excavación en roca la profundidad de la zanja es menor y a menudo proporciona un mínimo de 60 cm para cubrir la superficie del tubo.

1.2 Descripción de tipos de vegetación

1.2.1 Tundra

Es un bioma que se caracteriza por su subsuelo helado, falta de vegetación arbórea, o en todo caso de árboles naturales, lo que es debido a la poca heliofania y al estrés del frío glacial. Los suelos que están cubiertos de musgos y líquenes son pantanosos con turberas en muchos sitios.

1.2.2 Bosque Templado

Es un bioma de clima templado y lluvioso, con estación seca. Se trata de bosques dominados por angiospermas (bosques de hojas anchas), e incluye también los bosques mixtos, donde se mezclan angiospermas y gimnospermas, se caracteriza principalmente por poseer una vegetación con hojas caducas.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

1.2.3 Selva Subtropical

El concepto de selva, jungla o bosque lluvioso, se aplica a los bosques tropicales y subtropicales, es decir, a las florestas densas con gran diversidad de especies arbóreas y, por lo general, dosel cerrado, denso sotobosque y diversos "pisos", "estratos" o "niveles" de vegetación: desde árboles que pueden superar los 20 metros en los pisos altos hasta los musgos y mohos al ras del suelo, al cual difícilmente llega la luz solar (por este motivo también abundan los hongos).

1.2.4 Desierto Árido

En geografía se define como desierto a la zona terrestre en la cual las precipitaciones casi nunca superan los 250 milímetros al año y el terreno es árido. El desierto puede ser considerado un ecosistema o un bioma.

1.2.5 Estepa Seca

La Estepa Seca es una expresión comúnmente utilizada para designar el clima de una región del planeta donde las lluvias anuales están entre los 200 y los 400 mm. Una cantidad de lluvia inferior a los 200 mm anuales caracteriza a los desiertos. La vegetación está normalmente compuesta de arbustos que pierden las hojas en los meses más secos, así como de pastajes que también se secan en los períodos de estiaje.

1.2.6 Sabana

La sabana es una llanura ubicada en climas tropicales en la cual la vegetación se encuentra formando un estrato herbáceo continuo por gramíneas perennes, salpicada por algún árbol, arbusto o matorral individual o en pequeños grupos de talla inferior a 10 m. Normalmente, las sabanas son zonas de transición entre bosques y estepas. Se extiende en zonas de clima cálido a templado. Combina características del bosque y del pastizal. En los suelos cubiertos por pastos altos crecen árboles en grupos aislados.

1.2.7 Selva Tropical

El bosque tropical lluvioso es propio de las zonas tropicales en las que no existe una verdadera estación seca, hay uno o más meses relativamente secos (con menos de 100 mm de lluvia) y solamente algunas áreas son húmedas durante todo el año.

1.2.8 Tundra alpina

La tundra alpina está situada en las montañas a través del mundo en alta altitud donde los árboles no pueden crecer. La estación de crecimiento y desarrollo dura aproximadamente 180 días. La temperatura de la noche es generalmente por debajo de bajo 0 °C. Se diferencia de la tundra andina, por sus suelos bien drenados. Las comunidades de plantas son similares a las árticas.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

1.3 Técnicas de manejo de nivel freático

1.3.1 Métodos de Sumideros y Zanjas

Un procedimiento de desagüe elemental consiste en la instalación de las cunetas, desagües franceses, y sumideros dentro de una excavación, de las que el agua que entra en la excavación puede ser bombeada. A menudo, una bomba de zanja de 6" o una serie de bombas de zanja se utilizan para bombear agua temporalmente de una excavación o zanja de la tubería para permitir el empuje que se realiza por debajo del suelo.

Este método de extracción de agua generalmente no debe ser considerado cuando el nivel del agua subterránea debe ser reducido a más de unos pocos pies, ya que la filtración en la excavación podría perjudicar la estabilidad de las pendientes de excavación y tener un efecto perjudicial sobre la integridad la cimentación de los suelos. Mantas de filtro o drenajes pueden ser incluidos en los sistemas de zanja y sumideros para superar desmoronamiento de menor importancia y facilitar la recolección de la filtración. Las desventajas de un sistema colector de desagüe son la lentitud en el drenaje de las pendientes, las condiciones potenciales de humedad durante la excavación y relleno, que pueden obstaculizar la construcción y afectan negativamente el suelo subrasante; el espacio requerido en el fondo de la excavación de los desagües, zanjas, colectores y bombas; y la frecuente falta de trabajadores expertos en la construcción u operación adecuada de sumideros.

1.3.2 Métodos de Sistemas de Aspiración

Los sistemas de aspiración Wellpoint son un método comúnmente utilizado de desagüe, ya que son aplicables a una amplia gama de excavaciones y a condiciones de aguas subterráneas.

Un sistema de aspiración convencional consta de una o varias series de puntas filtrantes (wellpoints) con tuberías verticales de 3,8 cm o 5 cm de diámetro, instaladas en una línea o anillo en espaciamientos entre aproximadamente 0,9 y 3 metros, con las verticales conectadas a un colector común y bombeado con una o más bombas de aspiración wellpoint. Los wellpoints son pequeñas cortinas hechas de latón o de malla de acero inoxidable, latón ranurado o tubería de plástico, o alambre envuelto en barras de forma trapezoidal para formar una cortina.

Por lo general oscilan en tamaño de 5 a 10 cm de diámetro y 0,6 a 1,5 metros de longitud y están construidas, ya sea con extremos cerrados o puntas de auto-inyección. Pueden o no estar rodeadas de un filtro según el tipo de suelo drenado. Las cortinas de aspiración y tuberías verticales pueden ser tan grandes como 15,25 cm y tan largas como 7,6 metros en ciertas situaciones.

Una bomba de aspiración utiliza un vacío combinado y una bomba centrífuga conectada a la cabecera para producir un vacío en el sistema y para bombear el agua que drena a los wellpoints. Una o más bombas de vacío complementarias se pueden añadir a las bombas principales donde una capacidad adicional de tratamiento de aire se requiere o es deseable. Generalmente, una etapa de

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

aspiración (wellpoints conectados a una cabecera en una elevación común) es capaz de bajar el nivel freático alrededor de 4,5 metros; bajar el agua subterránea más de 4,5 metros por lo general requiere una instalación de wellpoints en múltiples etapas.

Un sistema de aspiración es generalmente el método más práctico para el desagüe donde el sitio es accesible y donde la excavación y las capas acuíferas a ser drenadas no son demasiado profundas. Para las excavaciones de gran tamaño o profundidad, donde la profundidad de la excavación es más de 9 o 12 metros, o donde la presión artesiana en un acuífero profundo debe ser reducida, puede ser más práctico utilizar wellpoints del tipo eductor o pozos profundos (discutido más adelante) con turbina o bombas sumergibles, utilizando puntas filtrantes (wellpoints) como un método complementario de desagüe, si es necesario. Los wellpoints son más adecuados que los pozos profundos, donde la inmersión disponible para las cortinas es pequeña y se requiere espacio cerrado para interceptar las filtraciones.

1.3.3 Métodos de Ataguías

Un método común de la excavación por debajo del nivel freático en áreas confinadas es impulsar la madera o tablestacas de acero por debajo de la elevación subrasante, instalar refuerzos, excavar la tierra, y bombear las posibles filtraciones que entran en el área de las ataguías.

El desagüe de una excavación entoldada con sumideros y zanjas está sujeta a las mismas limitaciones y graves desventajas que las que se dan en excavaciones abiertas. Sin embargo, el peligro de empuje hidráulico en el fondo de una excavación en la arena podría ser reducido si la lámina puede ser conducida en un estrato impermeable subyacente, reduciendo así la filtración al fondo de la excavación.

Las excavaciones por debajo de la capa freática a veces pueden ser realizadas con éxito utilizando laminado y bombeo de sumidero. Sin embargo, el uso de lámina y arriostramiento deben ser diseñados para presiones hidrostáticas y soporte reducido de pie por las fuerzas de filtración hacia arriba. Cubrir el fondo de la excavación con una manta filtro de arena y gravilla invertida facilitará la construcción y el bombeo de las aguas de filtración.

1.4 Cruces Subfluviales

En ocasiones, en el trazado de un ducto es necesario atravesar diversas fuentes de agua como ríos y quebradas, o tierras pantanosas, que implican la utilización de técnicas de construcción especiales para realizar cruces subfluviales, los cuales abarcan cruces húmedos con zanjas, perforaciones horizontales dirigidas y cruces aéreos.

1.4.1 Cruce húmedo con zanja

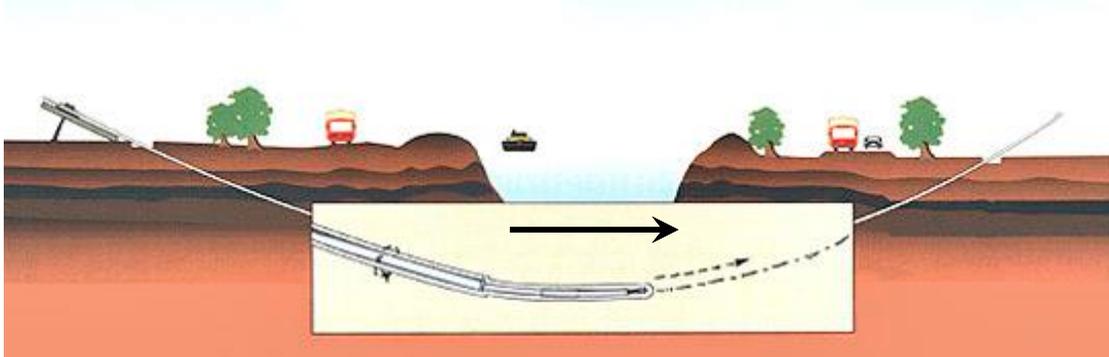
Esta técnica se usa en humedales y pantanos, en los cuales las zanjas deben ser excavadas usando excavadoras de orugas que trabajan fuera de la orilla del pantano, utilizando caminos o revestimientos de madera o dispositivos similares. Los despojos excavados se almacenan en el lado no funcional del derecho de vía.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

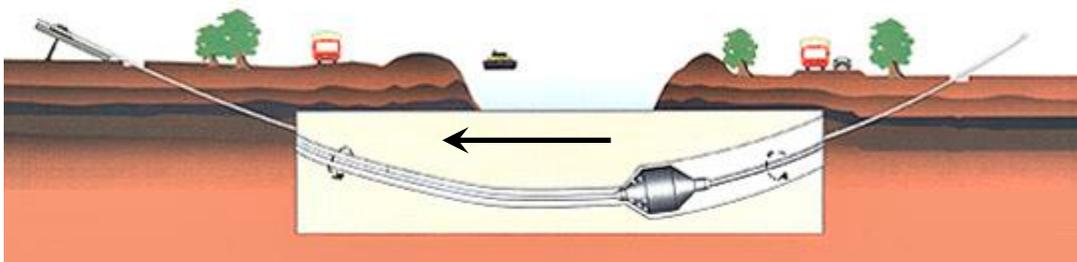
Los humedales inundados normalmente necesitan ser excavados mediante la utilización de excavadoras de oruga o dragas trabajando sobre barcazas o dispositivos similares, o utilizando excavadoras con equipo de pantano. Los despojos se apilan generalmente adyacentes a la zanja de la tubería y son mediante los mismos equipos depositados como material de relleno posteriormente.

1.4.2 Perforación Horizontal Dirigida

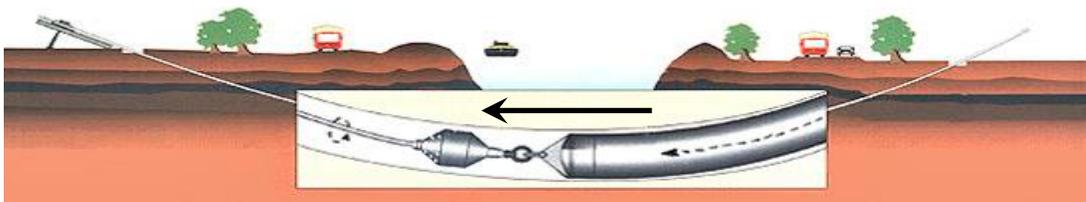
La instalación de una tubería a través de la perforación horizontal direccionada (HDD) es un proceso de dos etapas. La primera etapa consiste en perforar un orificio piloto de diámetro pequeño junto con una ruta de dirección diseñada. La segunda etapa implica la ampliación de este agujero piloto para obtener un diámetro que se acomode al de la tubería para luego meterla en un agujero agrandado. Los siguientes diagramas explican el proceso en general: Perforación del paso del piloto a lo largo de la trayectoria planeada



Ampliación del paso del piloto a un diámetro mayor al de la tubería



Instalación de la tubería



Cruces aéreos

Esta técnica corresponde a la construcción de puentes o utilización de soportes sobre los cuáles se atraviesa la fuente hídrica.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Formato 1. Información para valorar gasoductos

El formato 1 incluye los campos declarar la información correspondiente a gasoductos, este formato también estará en formato Excel adjunto a la resolución.

Tabla 15 formato 1			
Columnas			
1	2	...	24

Donde:

Tabla 16 Variables formato 1	
Columna	Variable
1	Tipo de gasoducto (troncal/ ramal)
2	Gasoducto troncal asociado
3	Año entrada operación
4	Tramo
5	Longitud(m). Segmentos de máximo 100 metros de recorrido
6	Latitud (Decimal)
7	Longitud (Decimal)
8	Altura (metros sobre el nivel del mar)
9	Diámetro (pulgadas)
10	Tipo de suelo
11	Vegetación
12	Nivel freático
13	Clase de localidad
14	Cruces de cuerpos de agua
15	Cruces fallas geológicas (cruces sísmicos)
16	Terreno cultivado
17	Inclinación de terreno
18	Gasoducto construido a Doble junta
19	Área congestionada
20	No. de conexiones tapón doble más hot tap y bypass
21	No. de conexiones tapón doble más hot tap
22	No. de conexiones corte en caliente, hot tap
23	No. de conexiones corte en frío, cold tap
24	Valor total en pesos colombianos fecha base

Este anexo debe incluir la siguiente declaración.

Declaramos que todos los valores consignados en este formato reflejan fielmente los costos exclusivamente para la ejecución y puesta en marcha del activo y que todos los valores fueron debidamente registrados en los estados financieros de los años XXX, XXX y XXX

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Nombre y firma del representante legal vigente

Firma Revisor Fiscal

Todos los valores de este formato podrán ser auditados

Para incluir la información en la tabla se debe tener en cuenta:

Tabla 17 Consideraciones para declarar la información para gasoductos

Caracterización	Descripción
Valor total	Declarar valor en pesos colombianos de la fecha base.
Longitud total	Declarar longitud en metros.
Diámetro	Declarar diámetro en pulgadas.
Año de entrada en operación	Declarar año.
Diagrama de flujo	Reportar el diagrama de flujo del gasoducto en donde sea visible su ubicación dentro del sistema de transporte.
Conexiones	Declarar qué tipo y cuántas conexiones serán necesarias: i) conexión en frío <i>cold cut</i> , ii) conexión con <i>hot tap</i> (roscado en caliente); iii) conexión con tapón doble más <i>hot tap</i> ; ó iv) conexión con tapón doble más <i>hot tap</i> y <i>bypass</i> .
Combustible	Declarar el costo del combustible requerido durante la construcción en USD por galón.
Tipo de suelo	
Arcilloso	Suelos típicos en el recorrido de un gasoducto. Declarar valores en metros. Se debe especificar el tipo de suelo kilómetro a kilómetro del recorrido del gasoducto.
Rocoso	
Arenoso	
Vegetación	
Tundra	Vegetación típica en el recorrido de un gasoducto. Declarar valores en metros. Se debe especificar el tipo vegetación kilómetro a kilómetro del recorrido del gasoducto.
Bosque Templado	
Selva Subtropical	
Desierto Árido	
Estepa Seca	
Sabana	
Selva Tropical	
Tundra Alpina	
Nivel freático	
Sumideros y zanjas	Técnicas para el manejo de nivel freático durante la construcción. Declarar valores en metros. Se debe especificar la técnica predominante utilizada kilómetro a kilómetro del recorrido del gasoducto.
Sistema de aspiración	
Ataguías	
Clase de localidad	
Localidad Clase 1	Definición de norma técnica ASME B31.8. Declarar valores en metros. Se debe indicar la cantidad de metros de gasoducto que se ubican en cada tipo de localización para cada kilómetro del recorrido del gasoducto.
Localidad Clase 2	
Localidad Clase 3	
Localidad Clase 4	
Cruces de cuerpos de agua	
Zanja	Técnicas para el cruce de cuerpos de agua como ríos y pantanos durante la construcción del gasoducto. Declarar a) el tipo de cruce, b) el nombre del cruce asociado al nombre de la fuente de agua que cruza, c) la abscisa (en km) del recorrido del gasoducto en el que se
Perforación horizontal dirigida	

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Tabla 17 Consideraciones para declarar la información para gasoductos

Caracterización	Descripción
Aéreo	presente el cruce, y d) la longitud del cruce en metros para cada tipo de cruce.
Cruces sísmicos	
Cruce de falla geológica	Técnica para cruce de falla geológica durante la construcción. Declarar valor en metros y la cantidad de metros del gasoducto construidos con especificaciones de cruce sísmico. Estas especificaciones corresponden a una configuración de zanja trapezoidal y en soldadura para <i>X-70 pipe x .500 pipe</i> . Además, deberá indicarse la abscisa (en metros) del recorrido del gasoducto en que se presentan estos cruces.
Terreno cultivado	
	Terrenos en donde hay cultivos con técnicas de riego y tubos de drenaje. En estas zonas los gasoductos se instalan a una profundidad suficiente para dar cabida al drenaje. Declarar valor en metros. Se debe especificar la longitud en terreno cultivado kilómetro a kilómetro del recorrido del gasoducto.
Inclinación del terreno	
	Pendientes del terreno en el recorrido del gasoducto. Reportar la georreferenciación cada 100 metros recorridos en el trazado. Se debe presentar la latitud y longitud en coordenadas decimales (i.e. 49,500 - 123,500) y la altitud en metros sobre el nivel del mar.
Doble junta	
	Recorrido del gasoducto construido con la técnica de doble junta. La técnica consiste en soldar dos tramos de gasoductos (e.g. de 12 m cada uno) y llevar el tramo unido al sitio de instalación. Se debe especificar la longitud en la que se utilizó la técnica de juntas dobles kilómetro a kilómetro del recorrido del gasoducto.
Área congestionada	
	Recorrido del gasoducto que está instalado en localidad clase 4 y que cruza o cruzará una población de más de 50.001 habitantes para cada kilómetro del recorrido del gasoducto. Declarar la longitud en metros. Se debe especificar esta longitud kilómetro a kilómetro del recorrido del gasoducto.

Nota: La información de este formato se declarará en el formato Excel que se publique con la presente Resolución.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Formato 2. Información para valorar estaciones de compresión

Para cada una de las estaciones de compresión se deberá incluir la siguiente información:

Tabla 18 Formato 2 las estaciones de compresión

Generalidades	
Nombre del compresor	
Capacidad total [MMPCD]	
Presión mínima entrada [psig]	
Presión máxima salida [psig]	
Fecha inicio del proyecto	
Fecha finalización del proyecto	
Ubicación del compresor	
Latitud(Decimal)	
Longitud(Decimal)	
Caracterización compresor	
unidades de compresión [#]	
Capacidad [HP]	
Tecnología (i.e. reciprocante o centrífuga)	
Presión mínima entrada unidad de compresión[psig]	
Presión máxima salida unidad de compresión[psig]	
número de etapas	
Tipo de combustible que usa el compresor para operar (i.e. gas o electricidad)	
Consumo a plena carga [BTU/hora]ó [kWh]	

Declaramos que todos los valores consignados en este formato reflejan fielmente los costos exclusivamente para la ejecución y puesta en marcha del activo y que todos los valores fueron debidamente registrados en los estados financieros de los años XXX, XXX y XXX

Nombre y firma del representante legal vigente

Firma Revisor Fiscal

Todos los valores de este formato podrán ser auditados

Formato 3. Información para otros proyectos

Para proyectos de activos distintos a Gasoductos y estaciones de compresión se deberá enviar la información en la solicitud definida en el siguiente formato:

2

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Formato 3. Otros proyectos

Datos generales

Nombre del proyecto

Tipo de proyecto (a)

Descripción del proyecto (b)

Días de ejecución del proyecto (c)

Latitud (Decimal) (d)

Longitud (Decimal) (d)

Diámetro del gasoducto [pulgadas] al que se conecta (d)

Altura sobre el nivel del mar (metros) (d)

Fecha inicio del proyecto

Fecha finalización del proyecto

Flujo construcción

Inversión total (e)

Costo de equipos (f)

Costo obra civil y mecánica (g)

Costo de permisos temporales servidumbres (h)

Costo de inversión socio ambiental (i)

Año	Año	Año
1	2	... n

(a) (P. ejemplo: obras tales contraflujo, almacenamiento, otros incluidos los IPAT)

(b) Breve descripción del alcance del proyecto y referencia a documentación complementaria

(c) Periodo de ejecución de la obra hasta su puesta en servicio

(d) coordenadas decimales de ubicación del proyecto

(e) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron para la ejecución y puesta en marcha de la estación

(f) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron en la compra de equipos.

(g) Incluir todos los costos que efectivamente se pagaron por obra civil y mecánica.

(h) Incluir todos los costos que efectivamente se pagaron por permisos temporales de las servidumbres.

(i) Incluir todos los costos por inversiones sociales y ambientales derivadas exclusivamente de la construcción de la estación de compresión.

Nota: Los costos de deber declarar en pesos colombianos de la fecha base.

Declaramos que todos los valores consignados en este formato reflejan fielmente los costos exclusivamente para la ejecución y puesta en marcha del activo y que todos los valores fueron debidamente registrados en los estados financieros de los años
XXX, XXX y XXX

Nombre y firma del representante legal vigente

Firma Revisor Fiscal

Todos los valores de este formato podrán ser auditados

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Formato 4. Información para proyectos que cumplen VUN

Para proyectos de activos distintos a Gasoductos y estaciones de compresión se deberá enviar la información en la solicitud definida en el siguiente formato:

Proyectos para activos que cumplen VUN y el transportador declara que siguen operando.															
General					punto donde se proyecta a hacer el proyecto.			Tipo de proyecto e información							
1	19

Donde

Columna	variable
	General
1	Tipo proyecto: Cambio de Revestimiento variante Cambio de Válvulas Protección Catódica, geotecnia Otras inversiones adicionales
2	El año y mes de entrada en operación
3	El año y mes en el que la Comisión por primera vez lo reconoció en los cargos tarifarios
4	Gasoducto troncal
5	Tramo al que se le aplica el proyecto
	Punto donde se proyecta a hacer el proyecto.
6	Latitud(Decimal)
7	Longitud(Decimal)
8	Altura (metros sobre el nivel del mar)
	Tipo de proyecto e información
9	Tipo de proyecto
10	año esperado entrada operación del proyecto
11	descripción del proyecto
12	Justificación del proyecto.
13	Carpeta con descripción del proyecto
14	nombre archivo formato kmz con trazado y ubicación del proyecto
15	nombre de la carpeta del archivo kmz asociada al gasoducto
16	información complementaria

DIEGO MESA PUYO

Ministro de Minas y Energía
Presidente

JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN

Director Ejecutivo

2

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Anexo 3. Costos reales de gasoductos y estaciones de compresión correspondientes a las variables IAC_t , PNI_t e $IPAT_t$

Una vez concluida la construcción y puesta en operación comercial de los activos deberá entregarse a la Comisión la información de caracterización del formato 1 del Anexo 2 de la presente resolución para el caso de gasoductos y el el archivo tipo kmz o kml, así como el formato 1 que se incluye a continuación:

Formato 1. Gasoductos

Formato 1. Costo real en gasoductos

Datos generales

Nombre del gasoducto
Capacidad máxima de mediano plazo (KPCD)
Días de ejecución del proyecto
Longitud de construcción por día [m/día]
Longitud total del gasoducto [m]
Diámetro del gasoducto [pulgadas]
No. de conexiones tapón doble más <i>hot tap</i> y <i>bypass</i>
No. de conexiones tapón doble más <i>hot tap</i>
No. de conexiones corte en caliente, <i>hot tap</i>
No. de conexiones corte en frío, <i>cold tap</i>
Fecha finalización del proyecto

Flujo construcción

	Año	Año	Año
	1	2	... n
Metros construidos
Costo de construcción del gasoducto (a)
Costo de todos los materiales permanentes (b)
Costo de permisos temporales servidumbres (c)
Costo en inversión social (d)
Costo en inversión ambiental (e)
Costo en inversión de estación de transferencia entre transportadores (f)

(a) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron para la ejecución y puesta en marcha del gasoducto.

(b) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron en la compra de materiales, tales como la compra de la tubería.

(c) Incluir todos los costos que efectivamente se pagaron por permisos temporales de las servidumbres.

(d) Incluir todos los costos en los que se incurrieron por inversiones sociales derivadas exclusivamente de la construcción del gasoducto.

(e) Incluir todos los costos por inversiones ambientales derivadas exclusivamente de la construcción del gasoducto.

(f) Incluir todos los costos por inversiones en estación de transferencia en el caso de conectarse a otro sistema de transporte.

Nota: Los costos de deber declarar en pesos colombianos de la fecha base.

Declaramos que todos los valores consignados en este formato reflejan fielmente los costos exclusivamente para la ejecución y puesta en marcha del gasoducto y que todos los valores fueron debidamente registrados en los estados financieros de los años XXX, XXX y XXX

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Nombre y firma del representante legal vigente

Firma Revisor Fiscal

Todos los valores de este formato podrán ser auditados

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Formato 2. Estaciones de compresión

Formato 2. Costo real en compresores

Datos generales

Nombre de la estación de compresión

Capacidad de compresión [KPCD]

Potencia total instalada [HP]

Presión mínima entrada [psig]

Presión máxima salida [psig]

Días de ejecución del proyecto

Latitud (Decimal)

Longitud (Decimal)

Altura sobre el nivel del mar (metros)

Fecha inicio del proyecto

Fecha finalización del proyecto

Caracterización del compresor

Unidad	Unidad	Unidad
1	2	... n

Potencia [HP]

Tecnología (i.e. reciprocante o centrífuga)

Presión mínima entrada unidad de compresión [psig]
--

Presión máxima salida unidad de compresión [psig]

Número de etapas

Tipo de combustible que usa el compresor para operar (i.e. gas o electricidad)

Consumo a plena carga [BTU/hora] o [kwh]

Inversión

Inversión total (a)

Costo de equipos (b)

Costo obra civil y mecánica (c)

Costo de permisos temporales servidumbres (d)

Costo de inversión socio ambiental (e)

(a) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron para la ejecución y puesta en marcha de la estación de compresión.

(b) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron en la compra de equipos.

(c) Incluir todos los costos que efectivamente se pagaron por obra civil y mecánica.

(d) Incluir todos los costos que efectivamente se pagaron por permisos temporales de las servidumbres.

(e) Incluir todos los costos por inversiones sociales y ambientales derivadas exclusivamente de la construcción de la estación de compresión.

Nota: Los costos de deber declarar en pesos colombianos de la fecha base.

Declaramos que todos los valores consignados en este formato reflejan fielmente los costos exclusivamente para la ejecución y puesta en marcha de la estación de compresión y que todos los valores fueron debidamente registrados en los estados financieros de los años XXX, XXX y XXX

Nombre y firma del representante legal vigente

Firma Revisor Fiscal

Todos los valores de este formato podrán ser auditados

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Formato 3. Otros proyectos

Formato 3. Costo real otros proyectos

Datos generales

Nombre del proyecto

Tipo de proyecto (a)

Descripción del proyecto (b)

Días de ejecución del proyecto (c)

Latitud (Decimal) (d)

Longitud (Decimal) (d)

Diámetro del gasoducto [pulgadas] al que se conecta (d)

Altura sobre el nivel del mar (metros) (d)

Fecha inicio del proyecto

Fecha finalización del proyecto

Flujo construcción

Inversión total (e)

Costo de equipos (f)

Costo obra civil y mecánica (g)

Costo de permisos temporales servidumbres (h)

Costo de inversión socio ambiental (i)

(a) (P. ejemplo: obras tales contraflujo, almacenamiento, otros incluidos los IPAT)

(b) Breve descripción del alcance del proyecto y referencia a documentación complementaria

(c) Periodo de ejecución de la obra hasta su puesta en servicio

(d) coordenadas decimales de ubicación del proyecto

(e) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron para la ejecución y puesta en marcha de la estación

(f) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron en la compra de equipos.

(g) Incluir todos los costos que efectivamente se pagaron por obra civil y mecánica.

(h) Incluir todos los costos que efectivamente se pagaron por permisos temporales de las servidumbres.

(i) Incluir todos los costos por inversiones sociales y ambientales derivadas exclusivamente de la construcción de la estación de compresión.

Nota: Los costos de deber declarar en pesos colombianos de la fecha base.

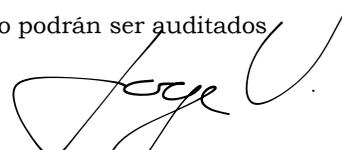
Año	Año	Año
1	2	... n

Declaramos que todos los valores consignados en este formato reflejan fielmente los costos exclusivamente para la ejecución y puesta en marcha del activo y que todos los valores fueron debidamente registrados en los estados financieros de los años XXX, XXX y XXX

Nombre y firma del representante legal vigente

Firma Revisor Fiscal


DIEGO MESA FUYO
 Ministro de Minas y Energía
 Presidente


JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
 Director Ejecutivo

Los valores de este formato podrán ser auditados

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución, “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

D: 55160 - Manejo de recursos naturales y del ambiente

E: 55161 - Control de calidad del servicio

F: Subtotal proceso operativo

G: 55175 - Mercadeo

H: 55178 - Gestión de gas

I: 55179 - Atención a clientes

J: 55181 - Facturación y recaudo

K: 55183 - Control comercial

L: Subtotal proceso comercial

M: Subtotal proceso estratégico y de soporte

N: Total tramo año i

Nota: El transportador diligenciará tantas columnas como años del período tarifario t-1 existan

Otras actividades:

- 1 Gastos por concepto de compresión asociada al sistema de transporte
Gastos por concepto de corridas con raspador inteligente
- 3 Gastos asociados al lleno de línea

- 4 Gastos asociados con otras actividades y otros agentes de la cadena de prestación del servicio
- 5 Gastos asociados a activos de conexión al SNT
- 6 Gastos asociados con la reposición de activos del tramo
- 7 Erogaciones asociadas con los costos de la inversión en infraestructura
- 8 Gastos de AOM asociados a puntos de entrada y salida

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución, “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

9 Gastos de AOM asociados a proyectos de IPAT

10 Gastos asociados al combustible utilizado para impulsar las estaciones

11 Gastos asociados con otras actividades y otros agentes de la cadena de prestación del servicio

TOA Total gastos AOM otras actividades

TT Total gasto AOM transporte gas natural

R = 1 Rubros reconocidos

R= 0 Rubros no reconocidos

Representante Legal

C.C

Contador

C.C

T.P

Revisor Fiscal

C.C

T.P

Firma del proyecto,


DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía
Presidente


JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Formato 2. Conceptos a excluir de los gastos de AOM

Concepto	Tramo o grupo de gasoductos: nombre			
	Período tarifario t-1			
	Año 1	Año 2	...	
Pesos de la fecha base				
Gastos asociados con otras actividades de la cadena de prestación del servicio.				
Gastos asociados con los servicios prestados a otros agentes.				
Gastos asociados a activos de conexión de otro agente o activos de conexión de usuarios siempre y cuando estos activos no estén en la base de inversión.				
Gasos asociados con servicios prestados a terceros.				
Gastos asociados con la remuneración de la inversión de activos de terceros.				
Gastos asociados con la reposición de activos.				
Impuesto a las ganancias - Impuesto de renta y complementarios CREE y sobretasa al CREE				
Pensiones de jubilación ya reconocidas.				
Erogaciones asociadas con los costos de la inversión en infraestructura, tales como arrendamiento de infraestructura de transporte de gas, entre otras, y en general todo lo relacionado con actividades diferentes a la de la prestación del servicio de transporte de gas natural.				
Todos los gastos que no representan erogaciones en efectivo como depreciaciones y amortizaciones, distintas a las amortizaciones de gastos diferidos relacionadas con la prestación del servicio de transporte.				
Multas y penalizaciones.				
Gastos por concepto de compresión asociada al sistema de transporte.				
Gastos por concepto de corridas con raspador inteligente.				
Gastos de AOM asociados a puntos de entrada y salida no incluidos en los cargos de transporte del período tarifario t-1.				
Los gastos que la Comisión encuentre que no están asociados a la actividad de transporte de gas natural.				
Gastos de AOM asociados a proyectos de IPAT				

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Anexo 5. Metodología para la estimación de la capacidad máxima de mediano plazo

Para el cálculo de las capacidades máximas de mediano plazo de un STT o de un SRT se aplicarán las siguientes reglas:

1. Parámetros técnicos del fluido y del gasoducto. Los parámetros del fluido y del gasoducto utilizados para el cálculo de las capacidades máximas de mediano plazo deben corresponder a los parámetros validados mediante simulaciones operacionales del transportador, teniendo en cuenta información histórica.

2. Presiones en puntos de entrada de campos de producción. Se utilizará como presión en puntos de entrada de campos de producción 1200 psig.

3. Máxima presión de operación permisible. Las presiones que se simulen no deberán exceder las máximas presiones de operación permisibles establecidas por la norma NTC-3838 o aquellas normas que la modifiquen, aclaren o sustituyan.

4. Procedimiento de cálculo de las capacidades máximas de mediano plazo de un STT. Para el cálculo de las capacidades máximas de mediano plazo de un STT, se simulará la red integrada por la totalidad de los gasoductos del STT, empleando modelos de simulación en estado transitorio y siguiendo el procedimiento que se describe a continuación:

4.1. Para cada punto de salida de un STT se utilizará el perfil horario del volumen correspondiente al día en que se presente la demanda esperada de capacidad para cada año del horizonte de proyección.

4.2. Para encontrar el volumen máximo transportable en cada año del horizonte de proyección, se adelantará un proceso iterativo mediante incrementos a prorrata de todos los volúmenes de los puntos de salida, hasta encontrar un perfil de volumen diario por encima del cual, en algún punto de salida la presión sea inferior a la mínima pactada contractualmente o inferior a 250 psig si el transportador no tiene contratos firmes para ese punto, o no se cumpla con los volúmenes máximos inyectables en los puntos de entrada. En los puntos de salida se debe conservar el perfil horario de la demanda.

4.3. Para aquellos STT que se deriven de un sistema de transporte de otro transportador, se utilizarán las presiones promedio obtenidas por el transportador que entrega en el punto de transferencia correspondiente.

4.4. Para aquellos STT que cuenten con infraestructura de compresión, se considerarán las presiones de descarga de cada compresor.

5. Procedimiento de cálculo de las capacidades máximas de mediano plazo de un SRT. Para el cálculo de las capacidades máximas de mediano plazo de un SRT, se efectuarán simulaciones independientes a las del STT del cual se

8

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

deriven, empleando modelos de simulación en estado transitorio y siguiendo el procedimiento que se establece a continuación:

5.1. Para cada punto de salida de un SRT se utilizará el perfil horario del volumen correspondiente al día en que se presente la demanda esperada de capacidad para cada año del horizonte de proyección.

5.2. Para encontrar el volumen máximo transportable en cada año del horizonte de proyección, se adelantará un proceso iterativo mediante incrementos a prorrata de todos los volúmenes de los puntos de salida, hasta encontrar un perfil de volumen diario por encima del cual, en algún punto de salida la presión sea inferior a la mínima pactada contractualmente o inferior a 60 psig si el transportador no tiene contratos firmes para ese punto, o no se cumpla con los volúmenes máximos inyectables en los puntos de entrada. En los puntos de salida se debe conservar el perfil horario de la demanda.

5.3. Para aquellos SRT que se deriven de un sistema de transporte de otro transportador, se utilizará el mayor valor entre la presión pactada contractualmente en el punto de transferencia de custodia y la mínima presión observada en el mismo punto durante los tres años anteriores al año del cálculo. En caso de no existir presión pactada contractualmente, se tomará la presión promedio obtenida por el transportador que entrega en el punto de transferencia correspondiente. En los demás casos se utilizará una presión de entrada de 250 psig.

5.4. Para aquellos SRT que cuenten con infraestructura de compresión, se considerarán las presiones de descarga de cada compresor.

5.5. Si dentro de un sistema de transporte la capacidad máxima de mediano plazo, calculada para cualquier gasoducto, es inferior a la suma de las capacidades máximas de mediano plazo de los gasoductos que se desprenden de él, los valores de capacidades calculados para estos últimos se disminuirán en forma proporcional, hasta lograr que su capacidad acumulada no exceda la del gasoducto del cual se desprenden.

6. Envío de Información. El transportador deberá enviar a la CREG las memorias del cálculo de las capacidades máximas de mediano plazo para cada gasoducto o grupo de gasoductos. Estas memorias deben incluir todos los parámetros técnicos utilizados en el cálculo, así como las capacidades, presiones y extracciones en cada tramo y en cada punto de salida a lo largo del gasoducto. En el caso de que se disponga del archivo de simulación en el software Pipeline Studio se debe adjuntar a la información.

Como parte de las memorias de cálculo el transportador deberá reportar la siguiente información:

Información utilizada para el cálculo de la CMMP		
Variable	Unidad	Tramo n
Presión en cada punto de recibo	psig	
temperatura punto de recibo	°F	
longitud	m	

J

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Información utilizada para el cálculo de la CMMP		
Diámetro	pulgadas	
Espesor	pulgadas	
Rugosidad (inicio vida útil)	pulgadas	
Eficiencia ducto (1)	%	
temperatura punto de entrega	°F	
Presión en cada punto de entrega	psig	

* (1) Introducir el valor de eficiencia que el simulador utiliza para relacionar la fricción de un fluido en movimiento a través de una tubería ideal versus la fricción de una tubería actual.

NOTA: La fricción ideal es típicamente menor que la real.

Cromatografía Gas*		
Nombre	Fluido	Punto de recibo n
Carbon Dioxide (CO2)	%	
Methane (C1)	%	
Ethane (C2)	%	
Propane (C3)	%	
Isobutane (IC4)	%	
N-butane (NC4)	%	
Isopentane (IC5)	%	
N-pentane (NC5)	%	
Hexane (C6)	%	
Heptane (C7)	%	
Heptane+ (C7+)	%	
Octane (C8)	%	
Nitrogen (N2)	%	
Hydrogen Sulfide (H2S)	%	
Hydrogen (H2)	%	
Water (H2O)	%	

* Valores normalizados

Perfil de demanda horario	
hora	Punto de entrega n (MPCD)
1	
2	
3	
4	
5	
6	
7	
8	
9	
10	
11	
12	
13	
14	

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Perfil de demanda horario	
hora	Punto de entrega n (MPCD)
15	
16	
17	
18	
19	
20	
21	
22	
23	
24	

La Comisión de Regulación de Energía y Gas podrá verificar, dentro de los términos legales, el cálculo de las capacidades máximas de mediano plazo de los SRT o STT realizado por el transportador.

Firma del proyecto,



DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía
Presidente



JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Anexo 6. Formatos para el reporte de información

Formato 1. Inversión existente en red tipo I de transporte

	Tramo o grupo de gasoductos: nombre				Total
	Gasoducto [1]	Estación de compresión [2]	Cruce subfluvial [2]	Gasoducto <i>loop</i> [2]	
Inversión (Pesos de la fecha base)					
Año de entrada en operación					
Diámetro (pulg.)					
Longitud (km.)					
Potencia instalada (HP)					
Clasificación de variables [3]					

[1] Incluye sistema SCADA, centros principales de control, sistema de comunicaciones, muebles, enseres y equipos de oficina, equipos de transporte, computación y accesorios.

[2] Se deben abrir tantas columnas como componentes de éstas haya en el respectivo tramo o grupo de gasoductos. A cada componente se le debe asignar un nombre.

[3] Para cada componente se debe indicar su clasificación según las variables IE_{t-1} , PNI_{t-1} , $IFPNI_{t-1}$, INO_t establecidas en la presente Resolución.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Formato 2. Inversión existente en red tipo II de transporte

	Tramo o grupo de gasoductos: nombre				Total
	Gasoducto [1]	Estación de compresión [2]	Cruce subfluvial [2]	Gasoducto <i>loop</i> [2]	
Inversión (Pesos de la fecha base)					
Año de entrada en operación					
Diámetro (pulg.)					
Longitud (km.)					
Potencia instalada (HP)					
Clasificación de variables [3]					

[1] Incluye sistema SCADA, centros principales de control, sistema de comunicaciones, muebles, enseres y equipos de oficina, equipos de transporte, computación y accesorios.

[2] Se deben abrir tantas columnas como componentes de éstas haya en el respectivo tramo o grupo de gasoductos. A cada componente se le debe asignar un nombre.

[3] Para cada componente se debe indicar su clasificación según las variables IE_{t-1} , PNI_{t-1} , $IFPNI_{t-1}$, INO_t establecidas en la presente Resolución.

J

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Formato 3. Programa de nuevas inversiones, PNI

<u>Tramo o grupo de gasoductos: nombre</u>						<u>Descripción</u>
Inversión (Pesos de la fecha base)						
Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5		Descripción del proyecto indicando año de entrada en operación y características técnicas como longitud y diámetro si se trata de un ducto.
Proyecto [1]						

[1] Se deben abrir tantas filas como proyectos haya en el respectivo tramo o grupo de gasoductos. A cada proyecto se le debe asignar un nombre.

Formato 4. Inversiones en aumento de capacidad, IAC

<u>Tramo o grupo de gasoductos: nombre</u>						Mes y año de entrada en operación	Diámetro (pulg.)	Longitud (km.)	Potencia instalada (HP)
Inversión (Pesos de la fecha base)									
Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5					
Gasoducto <i>loop</i> [1]									
Estación de compresión [1]									

[1] Se deben abrir tantas filas como proyectos de IAC haya en el respectivo tramo o grupo de gasoductos. A cada componente se le debe asignar un nombre.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Formato 5. Gastos de AOM para el horizonte de proyección

Tramo o grupo de gasoductos: nombre

Año 1 Año 2 Año 3 Año 4 Año 5 Año 6 Año 7 Año 8 Año 9 Año 10 Año 11 Año 12 Año 13 Año 14 Año 15 Año 16 Año 17 Año 18 Año 19 Año 20

Pesos de la fecha base

AOM asociado a inversión existente [I+II]

- I. Gastos en raspador inteligente [1]
- II. Gastos en terrenos e inmuebles [2]

AOM asociado a proyecto IAC [3]

- Gastos en compresión [4]
- Gastos en raspador inteligente [1]
- Gastos en terrenos e inmuebles [2]

[1] Gastos en raspador inteligente de acuerdo con lo establecido en la presente Resolución.
 [2] Gastos en terrenos e inmuebles de acuerdo con lo establecido en la presente Resolución.
 [3] Gastos de AOM de acuerdo con lo establecido en la presente Resolución. Se deben abrir tantas filas como proyectos haya en el respectivo tramo o grupo de gasoductos. A cada proyecto se le debe asignar un nombre.
 [4] Gastos en compresión de acuerdo con lo establecido en la presente Resolución. Se debe asignar un nombre a la estación de compresión. En documento aparte se deben reportar los soportes técnicos requeridos en la presente Resolución.
 Nota: Para aquellos gasoductos cuya vida útil normativa es de 30 años se deben reportar valores para el horizonte de proyección de 30 años.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Formato 6. Demandas de capacidad y volumen

Demanda esperada de capacidad, DEC (kpcd)

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Tramo o grupo de gasoductos (I+II) [1]																				
I. Dirección contractual A [2]																				
II. Dirección contractual B [2]																				
Proyecto de IAC (I+II) [3]																				
I. Dirección contractual A [2]																				
II. Dirección contractual B [2]																				
Capacidad contratada (i+ii+iii+iv) [4]																				
i. Distribuidor-comercializador																				
ii. Industria																				
iii. Generador térmico																				
iv. Comercializador de GNCV																				

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Demanda esperada de volumen, DEV (kpc)																						
		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	
Tramo o grupo de gasoductos (I+II) [1]	I.																					
	Dirección contractua 1 A [2]																					
	II.																					
Dirección contractua 1 B [2]																						
Proyecto de IAC (I+II) [3]	I.																					
	Dirección contractua 1 A [2]																					
	II.																					
Dirección contractua 1 B [2]																						

R

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Tramo o grupo de gasoductos [5]	<u>Demanda máxima de capacidad real, DMC (kpcd)</u>																		
	Año (b)	Año (b+1)	Año (b+2)	...														Año (e)	
Tramo o grupo de gasoductos [6]	<u>Máximo volumen transportable en un día, CME (kpcd)</u>																		
	Año (e+1)																	Año (y)	
Tramo o grupo de gasoductos [6]	<u>Máximo volumen transportable en un día, CM (kpcd)</u>																		
	Año (b)																	Año (e)	
Tramo o grupo de gasoductos [7]	<u>Capacidad máxima de mediano plazo, CMMP (kpcd)</u>																		
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19

[1] Se deben abrir tantas filas como tramos o grupos de gasoductos haya.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

[2] Demanda de capacidad en ambas direcciones en caso de existir condición de contraflujo.

[3] Se deben abrir tantas filas como proyectos de IAC haya.

[4] Se deben abrir tantas filas como tramos o grupos de gasoductos haya.

[5] Se debe reportar el valor para cada uno de los años del período d hasta e como se indica en la definición de demanda máxima de capacidad de la presente Resolución. Se deben abrir tantas filas como tramos o grupos de gasoductos haya.

[6] Se debe reportar el valor para cada uno de los años del período e+1 hasta el VUN como se indica en la definición de CMMP de la presente Resolución. Se deben abrir tantas filas como tramos o grupos de gasoductos haya.

[7] El Año 1 corresponde al año (e+1), el Año 2 al Año (e+2) y así sucesivamente. Se deben abrir tantas filas como tramos o grupos de gasoductos haya.

Nota: Para aquellos gasoductos cuya vida útil normativa es de 30 años se deben reportar valores para el horizonte de proyección de 30 años.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Formato 7. Gas de empaquetamiento

Tramo o grupo de gasoductos: nombre

| Año |
|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | |

MBTU

Gas de empaquetamiento asociado a inversión existente
Gas de empaquetamiento asociado a proyecto de IAC

Nota: Para aquellos gasoductos cuya vida útil normativa es de 30 años se deben reportar valores para el horizonte de proyección de 30 años.
Firma del Proyecto,



DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía
Presidente



JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo

J

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Anexo 7. Red tipo I de transporte

Tramos de gasoductos	Año inici o VUN	Diámet ro (pulg.)	Longi tud (km)
Sistema de Promigas			
Ballena - La Mami	2014	20, 24	143
La Mami - Barranquilla	2014	20, 24	142
Barranquilla - Cartagena	2014	20	113
Cartagena - Sincelejo	2002	10	123
Sincelejo - Jobo	2002	10	70
La Creciente - Sincelejo	2014	8, 6, 2	51
Sistema de TGI			
Ballena - Barrancabermeja	1996	18	579
Barrancabermeja - Sebastopol	1997	20	111
Sebastopol - Vasconia	1997	20	62
Vasconia - Mariquita	1997	20	123
Mariquita - Pereira	1997	20	155
Pereira - Armenia	1997	20	60
Armenia - Cali	1997	20	128
Mariquita - Gualanday	1997	6	123
Gualanday - Neiva	1997	12, 6	169
Cusiana - El Porvenir	2002	20	33
El Porvenir - La Belleza	2000	20	189
La Belleza - Vasconia	1997	12, 14	91
La Belleza - Cogua	1997	22	115
Cusina - Apiay	1995	10, 12	150
Apiay - Usme	1995	6	122
Apiay - Villavicencio - Ocoa	1995	6	40
Morichal - Yopal	1994	4	13
Cogua - Zipalandia	1999	20	6,0
Zipalandia - Guacarí	1999	20	7,0
Guacarí - Cajicá	1999	20	7,6
Cajicá - Chía	1999	20	9,4
Guacarí - Briceño	1999	14	5,0
Chía - Estación Guaymaral	1999	14	8,5
Chía (troncal) - Pueblo Viejo	2004	20	7,7
Pueblo Viejo - San Rafael	2004	20	8,8
San Rafael - La Ramada	2004	20	8,2
La Ramada - Mosquera (troncal)	2004	20	5,1
Sistema de Transmetano			
Sebastopol - Medellín	1997	12, 14	147, 5

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Sistema de Progasur

Neiva - Hobo	1996	8	50
Sardinata - Cúcuta		4	66
Cali - Popayán	2011	4	116

Sistema de Promioriente

Payoa - Bucaramanga	1997	6, 8	50
		,216	
Barrancabermeja - Payoa	2003	8	58
Gibraltar - Bucaramanga	2011	12	177

Sistema de Transoccidente

Yumbo - Cali	1996	4, 6, 8, 14, 16	11
--------------	------	--------------------	----

Sistema de Coinogas

Floreña - Yopal	2006	6	17,5 6
-----------------	------	---	-----------

OTROS

Cualquier gasoducto que conecte campos de producción, o sistemas de importación, con el SNT o con un sistema de distribución.

Firma del Proyecto,



DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía
Presidente



JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural"

Anexo 8. Gastos históricos en compresión

Gastos reales históricos de compresión distintos a combustibles

Datos generales

Nombre de la estación de compresión

Capacidad de compresión [KPCD]

Potencia total instalada [HP]

Presión mínima entrada [psig]

Presión máxima salida [psig]

Tecnología (i.e. reciprocante o centrífuga)

Energía que usa el compresor para operar (i.e. gas o electricidad)

Latitud(Decimal)

Longitud(Decimal)

Altura sobre el nivel del mar (metros)

Costos distintos a combustible o energía (1)

Lubricantes

Mano de obra para operación y mantenimiento

Otros (especificar)

Año	Año	Año
1	2	... n

(1) Declarar los valores en pesos colombianos de la fecha base.

Declaramos que todos los valores consignados en este formato reflejan fielmente los costos exclusivamente para la ejecución y puesta en marcha del gasoducto y que todos los valores fueron debidamente registrados en los estados financieros de los años XXX, XXX y XXX

Nombre y firma del representante legal vigente

Firma Revisor Fiscal

Firma del proyecto,



DIEGO MESA PUYO

Ministro de Minas y Energía
Presidente



JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN

Director Ejecutivo

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Anexo 9. Formato de declaración sobre acuerdo entre transportador y distribuidor para asumir responsabilidad de ERPC

Datos generales

Agente que está operando y manteniendo la ERPC
 Agente que asume responsabilidad de operación y mantenimiento de la ERPC
 Nombre de la ERPC
 Fecha de puesta en servicio
 Fecha de finalización de vida útil normativa
 Latitud(Decimal)
 Longitud(Decimal)
 Altura sobre el nivel del mar (metros)
 Nombre de gasoducto al que está conectada la estación

Información técnica

Diagrama de tuberías e instrumentación
 Filtros
 Válvulas
 Presión mínima entrada (psig)
 Presión máxima salida (psig)
 Capacidad PCH
 Estación de medición

Canti-
dad

Descripción
(documentación
adjunta)

Inversión

Inversión total (a)
 Costo de equipos (b)
 Costo obra civil y mecánica (c)
 Costo de permisos temporales servidumbres (d)
 Costo de inversión socio ambiental (e)

(a) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron para la ejecución y puesta en marcha de la estación

(b) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron en la compra de equipos.

(c) Incluir todos los costos que efectivamente se pagaron por obra civil y mecánica.

(d) Incluir todos los costos que efectivamente se pagaron por permisos temporales de las servidumbres.

(e) Incluir todos los costos por inversiones sociales y ambientales derivadas exclusivamente de la construcción de la estación de compresión.

Nota 1: Los costos se declararán en pesos colombianos de la fecha base.

Nota 2: Se deberá llenar un formato para cada estación.

Nota 3: Todos los valores de este formato podrán ser auditados.

Declaramos que todos los valores consignados en este formato reflejan fielmente los costos exclusivamente para la ejecución y puesta en marcha de la estación y que todos los valores fueron debidamente registrados en los estados financieros de los años XXX, XXX y XXX

Nombre y firma del representante legal vigente
 Empresa transportadora

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural"

Firma de revisor fiscal

Nombre y firma del representante legal vigente
Empresa distribuidora

Firma de revisor fiscal

Firma del proyecto,



DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía
Presidente



JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Anexo 10. Formato de declaración de ERPC en el sistema de transporte

Datos generales		
Agente que está operando y manteniendo la ERPC		
Nombre de la ERPC		
Fecha de puesta en servicio		
Fecha de finalización de vida útil normativa		
Latitud (Decimal)		
Longitud (Decimal)		
Altura sobre el nivel del mar (metros)		
Nombre de gasoducto al que está conectada la estación		
Información técnica	Cantidad	Descripción (documentación adjunta)
Diagrama de tuberías e instrumentación		
Filtros		
Válvulas		
Presión mínima entrada (psig)		
Presión máxima salida (psig)		
Capacidad PCH		
Estación de medición		
Inversión		
Inversión total (a)		
Costo de equipos (b)		
Costo obra civil y mecánica (c)		
Costo de permisos temporales servidumbres (d)		
Costo de inversión socio ambiental (e)		
<p>(a) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron para la ejecución y puesta en marcha de la estación</p> <p>(b) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron en la compra de equipos.</p> <p>(c) Incluir todos los costos que efectivamente se pagaron por obra civil y mecánica.</p> <p>(d) Incluir todos los costos que efectivamente se pagaron por permisos temporales de las servidumbres.</p> <p>(e) Incluir todos los costos por inversiones sociales y ambientales derivadas exclusivamente de la construcción de la estación de compresión.</p> <p>Nota 1: Los costos se declararán en pesos colombianos de la fecha base.</p> <p>Nota 2: Se deberá llenar un formato para cada estación.</p> <p>Nota 3: Todos los valores de este formato podrán ser auditados.</p> <p style="text-align: center;">Declaramos que todos los valores consignados en este formato reflejan fielmente los costos exclusivamente para la ejecución y puesta en marcha de la estación y que todos los valores fueron debidamente registrados en los estados financieros de los años XXX, XXX y XXX</p>		
<p>Nombre y firma del representante legal vigente Empresa transportadora</p>		

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Firma de revisor fiscal

Nombre y firma del representante legal vigente
Empresa distribuidora

Firma de revisor fiscal

Firma del proyecto,



DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía
Presidente



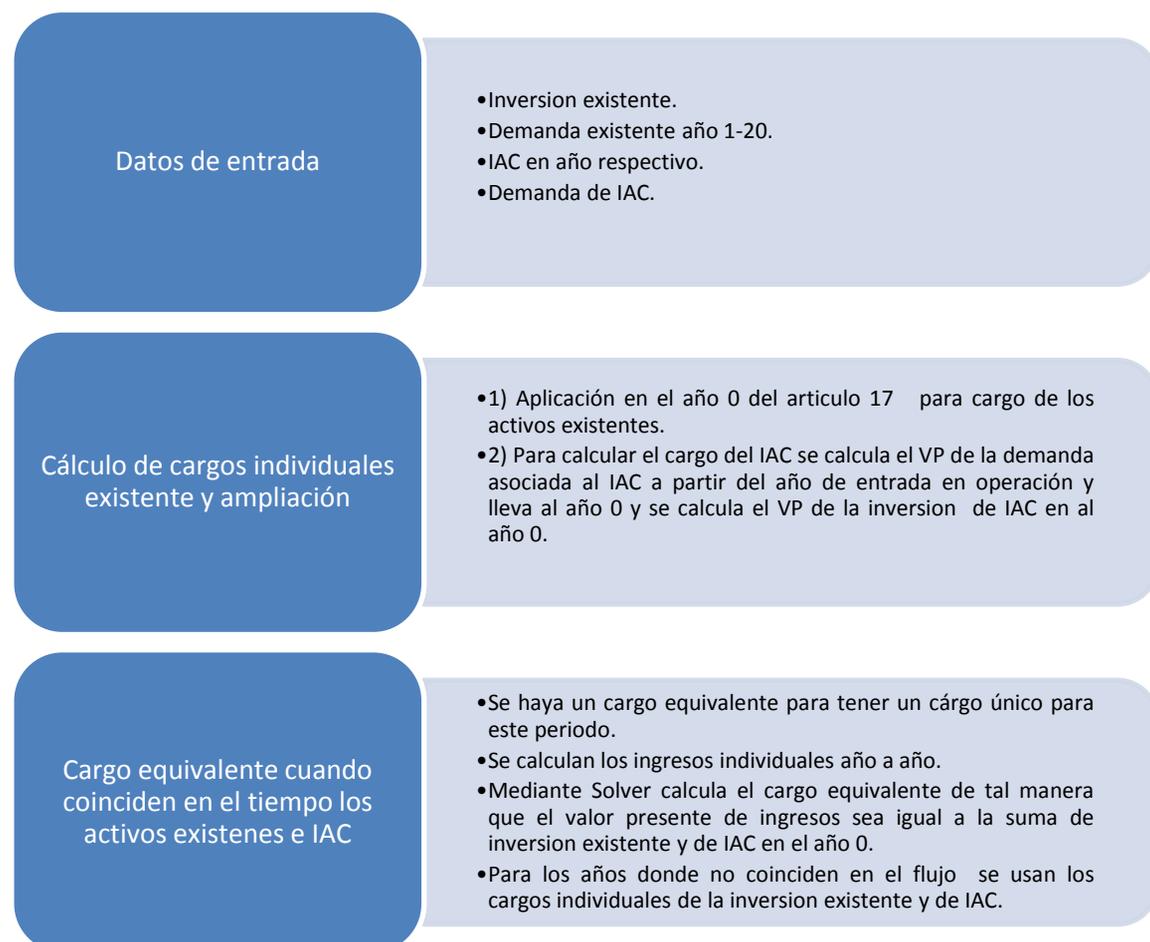
JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”

Anexo 11. Procedimiento para incluir en los cargos regulados los valores eficientes de las inversiones que entran en operación comercial con sus respectivos valores de AOM

El presente anexo muestra cómo se deben incluir en los cargos tarifarios los valores de las inversiones que, conforme a lo ordenado en la presente resolución, cuando la infraestructura (i.e. gasoducto, compresor u otros) entre en operación comercial en los cargos se hacen los ajustes para incorporar los respectivos valores eficientes de inversión, AOM y demanda.

El procedimiento se ilustra en el siguiente diagrama de flujo:



Para mayor claridad se incluye en el Excel “formatos” adjunto a la presente resolución en la hoja “Anexo_11_memoria_calculo” un ejemplo de aplicación del procedimiento.

Firma del proyecto,

DIEGO MESA HUYO
Ministro de Minas y Energía
Presidente

JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo