

## RESOLUCIÓN NÚMERO `resolucion_numero` DE `vranio`

(`vr dia vr mes vranio`)

Por la cual se establece la metodología tarifaria para el transporte por oleoductos

### EL DIRECTOR DE HIDROCARBUROS

En uso de sus facultades legales y en especial de las conferidas en el numeral 30 del artículo 15 del Decreto 381 de 2012 adicionado por el artículo 8 del Decreto 1617 de 2013, y

#### CONSIDERANDO:

Que la Constitución Política, en los artículos 332, 333, 334, 360 y 365, establece: (i) la propiedad del Estado sobre los recursos naturales no renovables; (ii) la libertad para el desarrollo de la actividad económica y la iniciativa privada; (iii) la responsabilidad del Estado con respecto a la dirección general de la economía, con el fin de mejorar la calidad de vida de los ciudadanos; (iv) la facultad del Estado para intervenir en la explotación de los recursos naturales no renovables; (vi) el deber del Estado de garantizar la prestación eficiente de los servicios públicos, incluso cuando sean prestados por privados.

Que el artículo 1 del Decreto Ley 1056 de 1953, en adelante “Código de Petróleos”, establece *“Las disposiciones de este Código se refieren a las mezclas naturales de hidrocarburos que se encuentran en la tierra, cualquiera que sea el estado físico de aquéllas, y que componen el petróleo crudo, lo acompañan o se derivan de él. Para los efectos del presente Código, las mezclas naturales de hidrocarburos a que se refiere el inciso anterior se denominan petróleo”*

Que los artículos 45 a 57 y 189 a 209 del citado Código de Petróleos establecen los requisitos, procedimientos, derechos y obligaciones para llevar a cabo la actividad de transporte de petróleo por oleoductos.

Que el artículo 56 del Código de Petróleos establece los parámetros que se deben tener en cuenta en la fijación de la tarifa para el sistema de transporte de crudo por oleoductos. Adicionalmente, el referido precepto indica que *“ningún oleoducto que se construya en el país podrá darse al servicio sin la aprobación de las tarifas de transporte, impartida por el Gobierno de conformidad con este artículo”*.

Que el artículo 57 del Código de Petróleos señala los criterios que deberá tener el Ministerio de Minas y Energía para la revisión de las tarifas para el sistema de transporte por oleoductos cada cuatro (4) años. Dentro de los criterios, el literal c) de dicho artículo establece que la revisión de tarifas considerará una utilidad líquida equitativa para el empresario del oleoducto y que para su determinación se tomará el justo valor del oleoducto en la época de la revisión de tarifas, así como el período de desarrollo en que se encuentra la empresa, la duración del contrato y el mutuo interés del transportador y los cargadores.

Que de conformidad con el artículo 204 del Código de Petróleos, en un informe especial anual, cada empresario de oleoductos dará cuenta detallada de las inversiones de capital del año, así como de la amortización y de los gastos de sostenimiento, administración y explotación.

Que en virtud del artículo 212 del Código de Petróleos, el transporte de petróleo constituye un servicio público, razón por la cual las personas o entidades dedicadas a esas actividades deberán ejercerlo de conformidad con las reglamentaciones que dicte el Gobierno Nacional, en guarda de los intereses generales.

Que el numeral 30 del artículo 8 del Decreto 1617 de 2013 que adicionó el artículo 15 del Decreto 381 de 2012, señala que corresponde a la Dirección de Hidrocarburos establecer la metodología, fijar y revisar las tarifas de transporte por oleoductos.

Que teniendo en cuenta la competencia otorgada a la Dirección de Hidrocarburos de este Ministerio, se expidió la Resolución 72146 de 7 de mayo de 2014, por la cual se estableció la metodología para la fijación de tarifas por el transporte de crudo por oleoductos, adicionada mediante las Resoluciones 31132 de 2019, 31123 de 2019, 31285 de 2016, 31489 de 2015, 72216 de 2014 y y modificada por la Resolución 00279 de 2023, Que la Ley 2294 de 2023 - Plan Nacional De Desarrollo 2022- 2026 “Colombia Potencia Mundial De La Vida”, en el Título V Transformación Productiva, Internacionalización y Acción Climática, Sección I, hace énfasis en la Transición Energética Segura, Confiable y Eficiente para Alcanzar Carbono Neutralidad y Consolidar Territorios Resilientes al Clima.

Que el transporte por oleoductos reduce la utilización masiva de vehículos de carga reduciendo la emisión de gases contaminantes como el monóxido de carbono (CO), dióxido de nitrógeno y azufre, entre otros, armonizando los compromisos de Colombia en el COP-26, de mantener esfuerzos para mitigar los efectos del cambio climático.

Que el Ministerio de Minas y Energía y el Consorcio Min-Oleoductos 2022, suscribieron el Contrato GGC 632 de 2022, e con el fin de adelantar una consultoría para apoyar a la Dirección de Hidrocarburos en la formulación de la regulación tarifaria del transporte de crudo por oleoductos aplicable en Colombia.

Que teniendo en cuenta las recomendaciones plasmadas en el mencionado estudio, se establecen las siguientes conclusiones:

- a) En la metodología debe estimular se estimular acuerdos directos entre transportadores y remitentes está la asignación de tiempos suficientes en cada una de las etapas de concertación, reglamentación de la cantidad y calidad de la información a aportar por los agentes y, la ausencia de una tarifa pre-existente al inicio de la etapa de acercamiento entre ellos.
- b) La metodología debe generar espacios para que los agentes calculen la tarifa, a partir de la información reglada que cada uno debe llevar a la mesa en el proceso de acercamiento y acuerdo de dicha tarifa; aquí no se propone fórmula rígida sino una metodología que estimula el logro de acuerdo directo entre transportadores y remitentes; por eso la negociación entre agentes no inicia con una tarifa previamente calculada por una fórmula inamovible. De igual manera, se describe la actuación del Ministerio de Minas y Energía ante las faltas de acuerdo sobre tarifas entre los agentes y en los procesos de revisión tarifaria que se adelanten.
- c) La metodología debe basarse en conceptos internacionales, para valoración de activos y tasas de descuento que generan una tarifa más armonizada con los factores macroeconómicos del transporte por oleoductos.
- d) La Metodología debe reforzar la capacidad del MME para adelantar auditorías a los transportadores.

Que en cumplimiento a lo dispuesto en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo establecido en las resoluciones 40310 y 41304 de 2017, el presente acto administrativo se publicó en la página web del Ministerio de Minas y Energía para comentarios de la ciudadanía.

Que sometido el proyecto de resolución al concepto de que trata el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009, por medio de la cual el Congreso de la República dicta normas en materia de protección a la competencia, el Superintendente Delegado para la Protección de la

Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio efectuó algunas recomendaciones.

## RESUELVE:

### CAPÍTULO I. DISPOSICIONES GENERALES

**Artículo 1. Objeto.** Establecer los criterios generales para fijar y revisar las tarifas del servicio público de transporte por oleoductos y determinar los criterios y condiciones de remuneración de los activos e infraestructura necesaria para la prestación de dicho servicio público observando los criterios contenidos en los artículos 56 y 57 del Código de Petróleos, o las normas que lo modifiquen o sustituyan.

**Artículo 2. Ámbito de aplicación.** Las disposiciones contenidas en esta resolución se aplican a todas las personas que desarrollen las actividades relacionadas con la prestación del servicio público de transporte por oleoductos en el territorio nacional y para el desarrollo de todas las actividades necesarias para la fijación y revisión de las tarifas de este servicio público, en los términos de los artículos 56 y 57 del Código de Petróleos.

También aplica a las personas y entidades que tengan interés en el tema que se regula.

**Artículo 3. Definiciones.** Para efectos de interpretar y aplicar la presente resolución, además de las expresiones definidas en los actos administrativos de reglamentación general de transporte por oleoductos y en el reglamento de transporte por oleoducto multifásico, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones:

**Acuerdo Tarifario.** Escrito, resultado de una negociación tarifaria entre agentes del sector de transporte por oleoductos en Colombia, que los representantes legales de las partes involucradas suscriben.

**Año Tarifario.** Período entre el 1 de enero y el 31 de diciembre del calendario anual.

Cuando se trate de la operación de un trayecto existente con revisión de tarifa pendiente, la tarifa con la que cuenta regirá hasta la fijación de la nueva tarifa producto de la revisión tarifaria que se efectúe y esta tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre correspondiente a la misma anualidad.

**Aporte Unitario al Fondo de Abandono - ABA.** Valor pagado por los remitentes, en dólares de los Estados Unidos de América por barril transportado (USD/Barril), que el transportador calcula con base en la estimación del costo de abandono, recauda y traslada al Fondo de Abandono.

**Capacidad de Diseño.** Volumen máximo de transporte del oleoducto prevista para un trayecto en un periodo determinado, con base en las propiedades fisicoquímicas del petróleo ~~producto~~ a transportar y la capacidad del ducto.

**Capacidad Operativa.** Volumen de transporte de petróleo previsto para un trayecto en un periodo determinado, con base en las propiedades fisicoquímicas del petróleo a transportar, las facilidades de bombeo y las especificaciones operacionales de dicho trayecto.

**Condiciones Estándar.** Especificaciones fisicoquímicas promedio o típicas del petróleo sobre las cuales se formula la tarifa.

**Condición Monetaria.** Sobrecargos y/o descuentos que aplican sobre la tarifa de transporte por trayecto, dependiendo de las condiciones fisicoquímicas del petróleo a transportar.

**Costo de Abandono.** Valoración económica de las acciones necesarias para implementar el plan de desmantelamiento, abandono en la fase operativa o en la fase de

desmantelamiento y abandono, según sea el caso, de un oleoducto para el transporte de petróleo.

**Costo de Reposición Depreciado - CRD.** Método de valoración de activos basado en el enfoque de costos, regido por las normas de la *International Valuation Standards Council - IVSC*. Su determinación parte del cálculo del costo de reemplazo de un activo, por un activo similar que ofrece una utilidad equivalente, restando las deducciones por deterioro físico y todas las formas relevantes de obsolescencia. Aquí voy

**Delta de Capacidad de Diseño.** Diferencia entre la nueva capacidad adicional que resulta de las modificaciones en la infraestructura del trayecto ampliado del oleoducto y la capacidad de diseño u operativa del trayecto existente anterior a las modificaciones. Este Delta de Capacidad de Diseño debe ser así nombrado en los actos administrativos de inicio de operaciones y/o de fijación de tarifa.

**Fase de Desmantelamiento y Abandono.** Periodo que sucede una vez terminada la vida útil económica de un oleoducto, en el cual se ejecuta el plan de desmantelamiento y abandono, previamente presentado por el transportador a la autoridad ambiental competente, la cual mediante acto administrativo declara el inicio de esta fase e impone el cumplimiento del plan de desmantelamiento y abandono.

**Fijación Tarifaria.** Proceso inicial de definición de la tarifa para un trayecto nuevo, previo al momento de inicio de la fase de operación de un oleoducto, en concordancia con lo señalado en el artículo 8 de la presente Resolución. Esta definición también aplica para trayecto ampliado de un trayecto existente.

**Fondo de Abandono.** Asiento contable o Fiducia Mercantil constituida por el transportador en la cual se registrarán o depositarán los recursos con el fin de ser utilizado exclusivamente en la ejecución de las actividades relacionadas con el Costo de Abandono.

**Horizonte Inicial de Cálculo de la Anualidad que Remunera la Inversión – HIC.** Período en años utilizado para el cálculo de la anualidad que remunera la inversión inicial en el oleoducto al momento de fijar la tarifa. Este período está definido como “n” en los documentos soporte referidos en la resolución particular de cada trayecto.

**Informe Anual.** Informe especial anual elaborado por el transportador para cada trayecto de oleoducto, mediante el cual se entrega la información que determine la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía de conformidad con el artículo 204 del Código de Petróleos.

**Periodo de Transición.** Periodo que en virtud de la Resolución 279 del 30 de marzo del 2023, inició el 1 de julio del año 2023 hasta tanto se fijen y empiecen a regir las tarifas del siguiente Periodo Tarifario 2024-2027, conforme a los términos que se establecen en la presente Resolución.

**Período Tarifario.** Periodo para el cual se aprueba la tarifa en cada trayecto, tendrá una vigencia de cuatro (4) años tarifarios, al término del cual iniciará sucesivamente un nuevo periodo. En aquellos trayectos cuya tarifa se fije por primera vez, su primer periodo tarifario será el que le reste del periodo de cuatro (4) años tarifarios a partir su fijación tarifaria.

**Revisión Tarifaria.** Proceso de revisión de la tarifa para un trayecto nuevo, existente o ampliado; Efectuado para cada periodo tarifario como lo dispone el artículo 57 del Código de Petróleos, o las normas que los modifiquen o sustituyan, en concordancia con lo señalado en el artículo 9 de la presente resolución.

**Solicitud Tarifaria.** Documento escrito y suscrito por el representante legal del transportador que, siguiendo lo señalado por los artículos 56 y 57 del Código de Petróleos y el procedimiento para fijación de tarifas tal como se indica en el artículo 8 de la presente resolución

**WACC:** Corresponde a la metodología de cálculo del Costo Promedio Ponderado de Capital (“WACC” por sus siglas en inglés – “Weighted Average Cost of Capital”).

**Tasa de Descuento.** Corresponde a la tasa calculada a partir de la metodología WACC, estimación establecida para la actividad de transporte por oleoductos en términos constantes y antes de impuestos.

d.

**Trayecto Ampliado.** Trayecto de un oleoducto cuya capacidad de diseño u operativa se ha ampliado como resultado de un acuerdo entre el transportador y los remitentes asociados a dicho trayecto. En el trayecto ampliado pueden coexistir temporalmente la tarifa del trayecto existente y una tarifa independiente para el delta de la capacidad de diseño.

**Trayecto Existente.** Es el trayecto de un oleoducto en fase de operación, el cual tiene una tarifa actual aplicada que ha concluido su vigencia.

**Trayecto Nuevo.** Trayecto que ingresa o ingresará por primera vez a fase de operación como oleoducto producto de una construcción nueva o de una conversión, conforme al reglamento de transporte por oleoductos que se encuentre vigente. También se considera trayecto nuevo aquel que mantenga vigente la tarifa fijada por primera vez.

**Trayectos que ya Cumplieron el “HIC”.** Trayectos existentes que hayan cumplido el Horizonte Inicial de Cálculo de la Anualidad que Remunera la Inversión (HIC), definido como “n” en los documentos soporte referidos en la resolución particular de cada trayecto expedida por el Ministerio de Minas y Energía.

**Trayectos que No Han Cumplido el “HIC”.** Trayectos existentes que no hayan cumplido el Horizonte Inicial de Cálculo de la Anualidad que Remunera la Inversión (HIC), definido como “n” en los documentos soporte referidos en la resolución particular de cada trayecto expedida por la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía.

**Vida Útil Económica - VUE.** Período probable en años en el cual se espera que el oleoducto genere ingresos por concepto del servicio de transporte.

**Vida Útil Económica Remanente - VUER.** Período remanente en años que le resta al oleoducto del total de su VUE, en el cual se espera que el oleoducto genere ingresos por concepto del servicio de transporte.

## CAPITULO II. DISPOSICIONES SOBRE TARIFAS, INVERSIONES Y COSTOS

Artículo 6. **Tarifas de transporte por oleoductos.** Esta corresponderá al precio en dólares de los Estados Unidos de América por barril equivalente de petróleo expedida mediante acto administrativo para cada trayecto del oleoducto, con el objeto de remunerar al transportador por el servicio prestado a su cargo. Esta tarifa estará destinada a remunerar exclusivamente el servicio de transporte, por lo tanto, incluye gastos de sostenimiento, administración y explotación, del capital invertido, los costos de abandono, que deben ser incluidos en el fondo de abandono conceptos que deben estar relacionados exclusivamente con el servicio de transporte prestado, en armonía con los artículos 56 y 57 del Código de Petróleos.

De acuerdo con el presente acto administrativo, tendrán tarifa para transporte por oleoductos los trayectos existentes, los trayectos nuevos y trayectos ampliados, y la tarifa se aplicará de acuerdo con la metodología y reglas que aquí se determinen.

La tarifa será un valor sobre el cual se aplicarán las condiciones monetarias referidas en el artículo 23 de la presente resolución, si éstas son adoptadas. Las tarifas y condiciones monetarias establecidas para cada trayecto de oleoducto aplican de igual forma para todos



los remitentes y terceros, y deberá ser neutral el esquema comercial que diseñe el transportador dentro del proceso de fijación y revisión de tarifa.

El tratamiento para cada tipo de trayecto será el siguiente:

- a) **Para los trayectos nuevos**, las tarifas de transporte se fijarán conforme al Capítulo III de esta resolución.
- b) **Para los trayectos existentes**, además de las tarifas, las condiciones monetarias que les asignen aplican de igual forma para todos los remitentes. Cada trayecto existente deberá tener expedida una tarifa de transporte para cada periodo tarifario por la Dirección de Hidrocarburos según el procedimiento establecido en el Capítulo IV de la presente resolución.
- c) **Para los trayectos ampliados existentes y con tarifas vigentes al momento de expedir la presente resolución**, sus tarifas de transporte aplicarán conforme a las condiciones establecidas por la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía a través del respectivo acto administrativo. Para los trayectos ampliados, el transportador deberá tener fijada mínimo dos tarifas, discriminando una tarifa correspondiente al trayecto ampliado y otra tarifa correspondiente a la del trayecto existente previa a la ampliación. Al vencimiento de la vigencia de la tarifa del trayecto ampliado, ésta deberá unificarse en única tarifa consolidada que contemple la capacidad ampliada que vencerá y la capacidad del trayecto existente anterior a la ampliación. No obstante, el transportador podrá realizar el proceso de unificación tarifaria con anterioridad a dicho vencimiento siempre que respete las condiciones contractuales y siga los lineamientos de la presente resolución.

Las tarifas se actualizarán para cada año tarifario del periodo con el procedimiento anual que se establece en el artículo 21 de la presente resolución, por cada trayecto, en caso de que la tarifa no haya sido acordada entre los agentes o la tarifa haya sido expedida por la aplicación de la fórmula tarifaria en el caso de que los procesos de negociación fuesen fallidos.

**PARÁGRAFO.** Adicionalmente a las condiciones monetarias pactadas por la calidad del producto para toda clase de trayectos existentes nuevos o ampliados, el transportador podrá otorgar descuentos comerciales en la tarifa, en razón de la competencia con otros modos de transporte o de la coyuntura de la industria, entre otros; dichos descuentos, se deberán efectuar en observancia de principios rectores descritos en el presente acto administrativo.

Artículo 7. **Inversiones y costos a reconocer.** De conformidad con el artículo 56 y 57 del Código de Petróleos para la fijación de las tarifas de transporte a trayectos de oleoductos por primera vez y revisión de trayectos existentes las inversiones y costos a reconocer a los transportadores en las tarifas son las descritas a continuación:

1. **Inversiones de capital para trayectos nuevos y ampliados:** son los valores fiablemente determinables, asumidos en la construcción del oleoducto o conversión de tipos diferente de ducto a oleoducto. Se considera como parte de este ítem, todo el conjunto de erogaciones que quede representada en un activo o haga parte de éste, destinadas al aumento de la capacidad de diseño y/o capacidad operativa del trayecto, mejoramiento de su confiabilidad, o el incremento de su vida útil con destino a generar beneficios futuros a partir de la prestación del servicio de transporte de petróleo; esto abarca todos los equipos, materiales y servicios necesarios para su construcción e instalación en cada trayecto del oleoducto.
2. **Inversiones adicionales de capital:** son las inversiones ejecutadas con posterioridad a la primera fijación de tarifa y puestas en operación después de la construcción del trayecto, en etapa operativa del oleoducto. Se considera como parte de este ítem, todo el conjunto de erogaciones que quede representada en un activo o haga parte de éste destinadas a aumentar o mantener la capacidad, la

confiabilidad o la vida útil del trayecto; incluye reposiciones de activos, inversiones requeridas para mantener o mejorar las condiciones de capacidad, vida útil y confiabilidad. Estas inversiones deben estar ejecutadas, operativas y registradas en el balance contable en plena aplicación de demérito contable vía amortización o depreciación según sea el caso. Estas inversiones deberán estar relacionadas en el documento de soporte para la solicitud tarifaria donde se describe el plan de inversiones proyectado para el periodo tarifario y en el Informe Anual de que trata el artículo 20 de la presente resolución que describe como se ha venido ejecutando.

Los costos, tanto fijos como variables, relacionados directamente con sostenimiento, administración y explotación deberán soportarse conforme al Anexo 3 de la presente resolución.

En aquellos casos en los que un oleoducto tenga más de un trayecto o tenga un trayecto ampliado que coexiste naturalmente con un trayecto existente, el transportador deberá asignar a los trayectos en consideración la parte correspondiente a las inversiones y costos atribuible de manera directa a cada uno de ellos y, en caso de requerir una distribución a los trayectos, deberá informar sobre la asignación realizada.

**Parágrafo 1.** El transportador deberá justificar, conforme al Anexo 4 de la presente resolución, el costo que implica llevar a cabo el proceso de desmantelamiento y abandono del trayecto.

**Parágrafo 2.** Para la tarifa de los trayectos en los que por disposición de la presente resolución la Dirección de Hidrocarburos deba realizar la fijación de la tarifa, el transportador deberá presentar a la Dirección de Hidrocarburos el soporte de la tarifa, conforme al parágrafo 1 del artículo 8 de la presente resolución, donde evidencie la información de los elementos constitutivos de la fórmula tarifaria, proyecciones para el número de años tarifarios del horizonte de proyección que haya a lugar, los valores de capital, costos de administración, operación y mantenimiento, y volumen de petróleo a tener en cuenta para la fórmula tarifaria, debidamente justificados con sus respectivos soportes de cálculo.

### CAPITULO III. PROCEDIMIENTO PARA FIJACIÓN DE TARIFAS

Artículo 8. **Proceso de fijación de tarifa en trayectos nuevos y ampliados.** Los transportadores y remitentes de manera libre y consensuada agotarán un proceso de negociación orientado a lograr un acuerdo tarifario para trayectos nuevos y trayectos ampliados. Para este efecto se seguirán las siguientes reglas:

1. En el proceso de negociación se seguirán los criterios dispuestos en el artículo 56 del Código de Petróleos, o las normas que los modifiquen, adicionen o sustituyan y lo señalado en esta Resolución.
2. Se entenderá exitoso el acuerdo cuando todos los agentes involucrados en el inicio del proyecto así lo manifiesten.
3. El acuerdo logrado deberán suscribirlo los representantes legales de cada uno de los transportadores y remitentes involucrados.
4. La solicitud tarifaria incluirá el documento contentivo del acuerdo tarifario y deberá ser remitido conjuntamente por las partes a la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía para lo de su competencia, indicando los requisitos establecidos en el Parágrafo 1 del presente artículo.
5. Una vez recibida la solicitud tarifaria junto con el documento del acuerdo tarifario la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía procederá a validar el acuerdo tarifario en lo que respecta, pero sin limitarse, a la plena claridad de dicho acuerdo, los términos suscritos de la negociación, documento soporte de la negociación, control de legalidad y certificados de existencia y representación legal; de ser procedente solicitará las aclaraciones o ajustes correspondientes.
6. Surtidas las anteriores numerales, la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía procederá a emitir el acto administrativo que contiene la fijación de la tarifa correspondiente.

**Parágrafo 1.** La solicitud tarifaria, además del acuerdo tarifario logrado, deberá contener los siguientes requisitos, e informarse a la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía de:

1. La información referida en el artículo 203 del Código de Petróleos; para la información monetaria que no sea originada en dólares de los Estados Unidos de América, se debe hacer la conversión usando la TRM del 30 junio anterior.
2. Vida útil económica del oleoducto (VUE): Corresponde al período de tiempo probable, en años, en el cual se espera que el oleoducto genere ingresos por concepto del servicio de transporte.

**Parágrafo 2.** El acuerdo tarifario logrado contemplará una tarifa por el resto del periodo tarifario en el que se inicia la operación y podrá extenderse dicho acuerdo, a voluntad de los agentes, hasta por dos (2) periodos más, sin extenderse más de tres (3) periodos tarifarios consecutivos. Los acuerdos estarán vigentes por el primer periodo tarifario, o lo que reste de él, y, si el acuerdo contempla extenderse más allá del primer periodo tarifario, estará vigente por los siguientes periodos tarifarios completos, no podrán considerarse periodos tarifarios parciales.

**Parágrafo 3.** El acuerdo tarifario deberá ser actualizado y fechado con una anterioridad máxima de seis (6) meses a la radicación de la solicitud tarifaria en la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía.

**Parágrafo 4.** Cuando las partes no logren acuerdo para determinar la tarifa en trayectos nuevos, conforme a los términos previstos en el presente artículo, podrán seguir el procedimiento establecido en el artículo 10 de la presente resolución, o remitirse al procedimiento del artículo 12 de la presente resolución, o realizar directamente el procedimiento de cálculo tarifario señalado en los artículos 16, 18 y 19 de la presente resolución para determinar la tarifa. Al término de cualquier proceso por el que hayan optado, deberán adjuntar la información a la que se refiere el parágrafo 1 del presente artículo.

#### **CAPITULO IV. PROCEDIMIENTO PARA REVISIÓN DE TARIFAS PARA TRAYECTOS EXISTENTES**

Artículo 9. **Revisión de las tarifas.** De conformidad con el artículo 57 del Código de Petróleos o las normas que lo modifiquen o sustituyan, la revisión de las tarifas de transporte se hará cada periodo tarifario teniendo en cuenta: i) Los gastos de sostenimiento, administración y explotación debidamente comprobados; ii) Las reservas o gastos por depreciación, amortización e impuestos, y iii) Una utilidad líquida equitativa para el empresario del oleoducto.

El proceso de revisión tarifaria se adelantará a través de un proceso de negociación que podrá darse en dos fases, al término de las cuales, de no llegar a acuerdo, se aplicará el cálculo de la tarifa con la fórmula conforme a lo definido en la presente resolución, según sea el caso.

Las tarifas y condiciones monetarias también podrán ser revisadas extemporáneamente en cualquier momento conforme al referido artículo 57 del Código de Petróleos, a solicitud del transportador o remitente con sustento probatorio, o por iniciativa de la Dirección de Hidrocarburos, cuando sobrevengan a juicio de esta última, imprevisibles y graves alteraciones de la normalidad económica que afecten el equilibrio financiero del contrato, del transportador o de los remitentes.

La revisión extemporánea de las tarifas procede en las siguientes eventualidades:

1. Cuando se cometan errores de cálculo que afectan el equilibrio de la relación transportador – remitente, conforme a los lineamientos dados en el presente acto administrativo.



2. Cuando se presenta caso fortuito o fuerza mayor que comprometa de forma grave la capacidad financiera del transportador, para continuar prestando el servicio en las condiciones tarifarias previstas.
3. Cuando se presenta caso fortuito o fuerza mayor que comprometa de forma grave la capacidad financiera del remitente, para efectuar el pago por el servicio.
4. Cuando se presenta un acuerdo tarifario voluntario de los agentes producto de una negociación libre y consensuada, siempre y cuando la tarifa haya sido producto de la aplicación de la fórmula tarifaria.
5. Cuando se termine el periodo de remuneración de la inversión HIC de un trayecto existente y su culminación no coincida con la terminación del período tarifario, se deberá iniciar el proceso de la revisión extemporánea, con antelación mínima de seis (6) meses al cumplimiento de su HIC.
6. Cuando se termine la vigencia de la tarifa de un trayecto nuevo y su finalización no coincida con la terminación del período tarifario, dado que este pasará a tener tratamiento de trayecto existente, se deberá iniciar el proceso de la revisión extemporánea, con antelación mínima de seis (6) meses a la terminación de su vigencia tarifaria.
7. Cuando se termine la vigencia de la tarifa de un trayecto ampliado y su finalización no coincida con la terminación del período tarifario, dado que este pasará a tener tratamiento de trayecto existente, se deberá iniciar el proceso de la revisión extemporánea, con antelación mínima de seis (6) meses a la terminación de su vigencia tarifaria. Por lo tanto, la tarifa del trayecto existente que sirve a la capacidad base anterior a la ampliación también formará parte del proceso de revisión dado que deberán hacer parte de un único trayecto que consolide ambas capacidades con una sola tarifa, conforme lo dispone el parágrafo único del artículo 13.

Artículo 10. **Proceso de revisión de tarifas para trayectos existentes en primera fase de negociación.** En la primera fase de negociación, los transportadores y los remitentes de manera libre y consensuada agotarán un proceso de negociación orientado a lograr un acuerdo para el siguiente periodo tarifario de trayectos existentes, sin intervención del Ministerio de Minas y Energía, con observancia de los siguientes lineamientos:

1. **Cronograma y convocatorias.** El transportador, con antelación mínima de seis (6) meses al inicio del siguiente periodo tarifario, o de la finalización de la vigencia de la tarifa del trayecto, elaborará por escrito un calendario de convocatorias dirigido a los remitentes con los que haya tenido contrato o instrumento comercial conforme al numeral 2 del presente artículo. Se remitirá copia de dicho cronograma y convocatorias a la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía para informar el inicio de la primera fase de negociación y deberá ser publicado en el BTO.
2. **Acreditación de los agentes:** En las sesiones conjuntas entre agentes, los remitentes asistentes serán exclusivamente quienes tengan contrato o instrumento comercial vigente del periodo tarifario en curso hasta la fecha de citación.

En el caso de realizarse sesión para la tarifa que regirá en el periodo tarifario 2024-2028, los remitentes asistentes serán exclusivamente quienes tengan contrato o instrumento comercial vigente con el transportador desde el 1 de julio del 2023 hasta la fecha de citación.

El representante legal de cada agente que asiste a las sesiones de negociación, o quien haga sus veces, debe acreditar su condición y certificar al transportador, con los nombres y documentos de identificación de las personas que en representación de su respectiva compañía acudirán a tales sesiones.

3. **Espacios de negociación.** El transportador, con base en el cronograma, podrá convocar las sesiones que considere necesarias. La primera convocatoria entre

agentes deberá surtirse máximo en los diez (10) días calendario siguientes a la convocatoria, y la serie de sesiones posteriores que se consideren necesarias de manera individual o colectiva con los agentes no se extenderán más de tres (3) meses a partir de la elaboración del cronograma y convocatorias.

- 4. Acuerdo entre las partes.** Si se logra un acuerdo, los representantes legales de cada uno de los transportadores y remitentes involucrados suscribirán un documento llamado Acuerdo Tarifario con el contenido de los acuerdos logrados con la totalidad de los remitentes del trayecto y deberá ser remitido en la solicitud tarifaria por parte del transportador a la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía para la emisión del acto administrativo que contiene la fijación de la tarifa correspondiente. Deberá además el transportador allegar a la citada dependencia la información referente al artículo 14 de la presente resolución en los treinta (30) días calendarios anteriores al inicio del nuevo Periodo Tarifario.
- 5. Validación del acuerdo.** La Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía en un término máximo de quince (15) días hábiles procederá a validar el acuerdo tarifario en lo que respecta, pero sin limitarse, a la plena claridad de dicho acuerdo, los términos suscritos de la negociación, documento soporte de la negociación, control de legalidad y certificados de existencia y representación legal; de ser procedente solicitará las aclaraciones o ajustes correspondientes. Si las aclaraciones u observaciones no son atendidas de manera satisfactoria la Dirección de Hidrocarburos comunicara mediante oficio a las partes el estado fallido de esta etapa. Si la validación es positiva se da por terminada la Primera Fase de Negociación y expedirá el acto administrativo correspondiente.
- 6. Vigencia de la Tarifa Acordada:** El acuerdo logrado en esta primera fase de revisión de tarifa contemplará una tarifa para el periodo tarifario siguiente y podrá tener una duración máxima de tres (3) periodos tarifarios consecutivos completos. Lo cual no impide una revisión de las tarifas por parte del Ministerio de Minas y Energía según se considere.
- 7. Acto Administrativo.** Una vez surtida la revisión de la tarifa acordada por las partes, la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía y verificado el cumplimiento de las observaciones o ajustes, en caso de haberse requerido, la citada dependencia expedirá el acto administrativo correspondiente.

**Parágrafo 1.** A voluntad de los agentes, se puede realizar un proceso de revisión extemporáneo, siempre que la tarifa vigente haya sido expedida producto de la aplicación de la fórmula tarifaria, remitiendo un acuerdo tarifario a la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía y siguiendo lo dispuesto en el presente artículo exceptuando lo descrito en el numeral 1. La vigencia de esta tarifa tendrá aplicación a partir del primer día del mes siguiente a la firmeza del acto administrativo, y por el resto del periodo tarifario en el que se realiza dicha renegociación.

**Parágrafo 2.** Cuando el transportador de común acuerdo con sus remitentes decida terminar la vigencia de la tarifa de un trayecto ampliado anticipadamente podrá solicitar, con antelación mínima de seis (6) meses a la terminación propuesta de su vigencia tarifaria, la unificación de trayecto ampliado y el existente, así como la revisión de la nueva tarifa.

Artículo 11. **Causales para declaración de negociación fallida en primera fase.** Si se configura alguna de las siguientes causales, el proceso al que se refiere el artículo 10 de la presente resolución será declarado fallido y la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía procederá a agotar la fase señalada en el artículo 12 de la presente resolución:

1. Que los agentes no hayan llegado a un acuerdo en los tres (3) meses posteriores a la obligación de elaborar el cronograma y convocatorias o una vez vencido el tiempo señalado en el cronograma. Vencido este plazo el transportador le informará

formalmente, con los soportes correspondientes, el resultado a la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía.

2. Que no se hayan atendido oportunamente o a satisfacción las observaciones o ajustes solicitados por la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía.
3. Que el representante legal del transportador remita a la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía documento declarando fallido el proceso de acercamiento, con los soportes correspondientes.
4. Que el representante legal de alguno de los remitentes del trayecto remita a la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía documento declarando fallido el proceso de negociación.

**Parágrafo 1.** Con la información señalada en los citados numerales se deberá remitir como mínimo: la causal o causales que determinaron la declaración de negociación fallida en primera fase, domicilios y correos electrónicos principales y de notificación judicial de los remitentes, que deberán acreditarse conforme al numeral 2 del artículo 12 de la presente resolución.

**Parágrafo 2.** Al no llegar a un acuerdo, el Ministerio de Minas y Energía aplicara la actualización de la tarifa según el Índice de precios al consumidor – IPC, mientras se determina una tarifa de transporte en las siguientes fases de negociación.

Artículo 12. **Proceso de revisión de tarifas para trayectos existentes en segunda fase de negociación.** En esta etapa la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, los transportadores y los remitentes deben seguir las siguientes reglas:

1. **Cronograma de sesiones:** La Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía citará para asistencia obligatoria a los agentes según cronograma de sesiones establecido por esta autoridad, el cual no excederá los cuarenta y cinco (45) días calendario y que se adelantará para cada oleoducto y trayecto según sea el caso, con el fin de que se presenten propuestas o alternativas para la revisión.
2. **Acreditación de los agentes:** En las sesiones conjuntas entre agentes, los remitentes asistentes serán exclusivamente quienes tengan contrato o instrumento comercial vigente con el transportador desde el 1 de julio del año anterior hasta la fecha de citación.

En el caso de realizarse sesión para la tarifa que regirá en el periodo tarifario 2023-2027, los remitentes asistentes serán exclusivamente quienes tengan contrato o instrumento comercial vigente con el transportador desde el 1 de julio del 2022 y la fecha de citación.

El representante legal de cada agente que asiste a las sesiones de negociación, o quien haga sus veces, debe acreditar su condición y certificar a la Dirección de Hidrocarburos, por lo menos dos (2) días hábiles previos a la fecha de la citación, los nombres y documentos de identificación de hasta tres representantes que asistirán en nombre de su respectiva compañía.

Ante la no acreditación oportuna de los agentes para ser parte de las sesiones de negociación, o la no asistencia de estos agentes a las sesiones programadas por la Dirección de Hidrocarburos, la sesión se realizará con los remitentes asistentes siendo aquellos que estén acreditados y presentes en la sesión.

3. **Documentación soporte:** El primer día hábil del trimestre anterior al inicio del próximo periodo tarifario del trayecto existente deberá iniciarse el proceso de revisión de la tarifa, por medio de la publicación en el BTO de la documentación soporte, a la que se refiere el artículo 14 de la presente resolución para cada trayecto, radicada ante el Ministerio de Minas y Energía.

- 4. Revisión de requisitos:** Previamente a la etapa de negociación conjunta señalada en el cronograma, los transportadores deben entregar a la Dirección de Hidrocarburos la información solicitada en los términos establecidos en el artículo 14 de la presente resolución.

Una vez recibida la documentación soporte, la Dirección de Hidrocarburos verificará, revisará la información y solicitará las aclaraciones, correcciones o adiciones que considere pertinentes dentro de los términos fijados por esta Dirección.

- 5. Espacios de negociación:** La Dirección de Hidrocarburos posteriormente citará, de acuerdo con el numeral 1 del presente artículo, a sesión conjunta con el transportador, a los remitentes acreditados para exponer su posición y comentarios. Lo anterior en atención a los procedimientos señalados en el artículo 37 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.

En las sesiones de negociación establecidas por la Dirección de Hidrocarburos cada agente podrá presentar los elementos o argumentos técnicos y/o económicos respecto de cualquier componente de la tarifa, para llevar a cabo los análisis respectivos.

La Dirección de Hidrocarburos documentará las observaciones y/o comentarios que se susciten en esta etapa, dejando a disposición de los interesados los soportes documentales digitales respectivos, en el momento en que así lo requieran.

En las reuniones que se adelanten con los diferentes agentes por parte de la Dirección de Hidrocarburos se podrá revelar la información que ésta considere relevante para facilitar el acuerdo entre las partes, siempre y cuando esta no goce de reserva legal. En el caso que la información sea confidencial el Ministerio de Minas y Energía será responsable de protegerla.

Durante el proceso de negociación en esta segunda fase se podrá manifestar en cualquier momento un acuerdo conforme a las consideraciones de los numerales 2, 3, 4, 5, 6 y 7 del artículo 10 de la presente resolución.

- 6. Acuerdo entre los agentes:** Se considerará que existe acuerdo entre el transportador y los remitentes, para estas sesiones citadas por la Dirección de Hidrocarburos, sobre la tarifa por trayecto y sobre las condiciones monetarias aplicables, al cumplirse los siguientes criterios:
- Cuando el número de agentes remitentes que aprueban las condiciones de la negociación representa al menos la mitad de los remitentes asistentes, y el transportador esté de acuerdo; y
  - Cuando el porcentaje promedio de representación de los remitentes a favor de la negociación sobre los volúmenes en barriles transportados en el trayecto durante el periodo comprendido entre el 1 de julio del año anterior a la fecha de citación, sea mayor al sesenta por ciento (>60%).
- 7. Vigencia de la tarifa acordada:** El acuerdo tarifario suscrito entre las partes contemplará una tarifa para el periodo tarifario siguiente y podrá tener una duración máxima hasta por tres (3) periodos tarifarios consecutivos completos. Y se aclara que el Ministerio de Minas y Energía podrá revisar en cualquier momento esta tarifa acordada.
- 8. Acta de reunión:** la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía elaborará un acta y anexará el acuerdo tarifario suscrito por las partes, que servirá de sustento y motivación para la expedición del correspondiente acto administrativo tarifario. Esta acta y el acuerdo tarifario deberán ser suscritos por los representantes legales, o los delegados acreditados para las sesiones, del transportador y de los remitentes.

- 9. Acto administrativo.** Una vez elaborada el acta de sustento y motivación del acuerdo, la Dirección de Hidrocarburos expedirá un acto administrativo de fijación de la tarifa por mutuo acuerdo entre las partes.

Artículo 13. **Causales para declaración de negociación fallida en segunda fase.** La Dirección de Hidrocarburos declarará como fallida la segunda etapa de negociación a la que se refiere el artículo 12 de la presente resolución si se configuran alguna de las siguientes causas:

1. Que no se haya logrado acuerdo tarifario conforme a los establecido en el numeral 6 del artículo 12 de la presente resolución.
2. Que transcurrido el plazo establecido en el numeral 1 del artículo 12 de la presente resolución, no se haya logrado suscribir el acuerdo tarifario.

De configurarse alguna de las causales anteriores, la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía procederá a realizar el acta donde consignará los motivos por los cuales no se logró acuerdo tarifario en la segunda fase y proseguirá con la metodología de cálculo establecida en los artículos 16, 18 y 19 de la presente resolución. Posteriormente, expedirá el acto administrativo tarifario que regule la revisión de la tarifa dentro de los treinta (30) días calendario siguientes a la terminación de la segunda fase de negociación de los trayectos.

**Parágrafo 1.** Cuando el proceso de negociación se declare fallido en caso de tratarse de un proceso de revisión de un trayecto existente por cuenta de su trayecto ampliado, cuya vigencia tarifaria está próxima a culminar y además su terminación es en un momento distinto a la finalización de un periodo tarifario, la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía fijará la tarifa del trayecto único con las capacidades consolidadas por el resto del Periodo Tarifario con la menor de las siguientes dos tarifas:

- 1) La tarifa resultante de la aplicación los artículos 16, 18 y 19 de la presente resolución calculada sobre el trayecto único que consolidará las capacidades, volúmenes, inversiones y costos de los siguientes trayectos:
  - a) del trayecto ampliado, cuya vigencia está próxima a culminar y
  - b) del trayecto existente, cuya tarifa sirve al transporte de la capacidad base, aquella anterior a la ampliación.
- 2) La tarifa vigente del trayecto existente que sirve al transporte de la capacidad base, aquella anterior a la ampliación.

**Parágrafo 2.** De ser declarado fallido el proceso de negociación en caso de tratarse de un proceso de revisión de un trayecto existente porque su trayecto ampliado está en una situación cuya vigencia tarifaria está próxima a culminar y además su terminación coincide con la finalización de un periodo tarifario, la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía fijará la tarifa del trayecto único con las capacidades consolidadas por el Periodo Tarifario siguiente con la tarifa resultante del numeral 1 del parágrafo 1 del presente artículo.

Artículo 14. **Documentación soporte.** Con el objeto de participar en las sesiones del proceso de negociación citadas por parte del Ministerio de Minas y Energía – Dirección de Hidrocarburos, a las que se refiere el artículo 12 de la presente resolución o como soporte confidencial conforme lo requiere el artículo 10, los agentes deberán acreditar la siguiente información, según corresponda:

1. Documentos soporte para la revisión de tarifas de oleoducto correspondiente al periodo tarifario de conformidad con lo establecido en los artículos 7, 10 y 12 de la presente resolución. Estos documentos deberán estar en formato físico y digital, según corresponda a los documentos u oficios, bases de datos, hojas de cálculo electrónicas y demás información relevante para el análisis. Dichos documentos deberán contener al menos la



siguiente información detallada, justificada y con sus respectivas memorias de cálculo, las cuales deberán ser certificadas por el revisor fiscal:

- a. Inversión inicial utilizada y reportada en la última fijación o revisión tarifaria. Esta estará ajustada financiera y económicamente a la fecha en que dicha inversión se reportó.
  - b. Inversiones anuales realizadas durante el último periodo tarifario, asociado a cada trayecto, identificando el criterio o metodología de valoración aplicado.
  - c. Plan de inversiones y/o desinversiones proyectado según las necesidades operativas soportadas para el periodo tarifario.
  - d. Relación de los costos fijos y variables causados para los cuatro últimos años discriminado por semestre con corte al último informe anual presentado; si hay lugar, relación discriminada por trayecto, conforme al Anexo 3.
  - e. Volúmenes mensuales efectivamente transportados por cada trayecto durante los últimos cuatro años tarifarios con corte al último informe anual presentado, indicando si se aplicó o no alguna condición monetaria a dichos volúmenes, de acuerdo con lo establecido en el artículo 23 de la presente resolución.
  - f. Relación de los valores de “Factor de Ajuste”, aplicados por trayecto, durante el último periodo tarifario si hay lugar, conforme al Anexo 5 de la presente resolución.
  - g. Soporte de cálculo de la estimación del aporte unitario al fondo de abandono, así como el estudio relacionado en dicho cálculo respecto a las acciones para cumplir con las exigencias para el desmantelamiento, cierre, abandono del oleoducto y remediación ambiental que hubiere a lugar y su valoración económica del Costo de Abandono, conforme al Anexo 4 de la presente resolución.
2. Valoración de los trayectos por el método de Costo de Reposición Depreciado, en caso de que aplique, conforme al Anexo 6 de la presente resolución, esto sería para trayectos nuevos o en caso de trayectos que ya cumplieron del “HIC”.
  3. La vida útil económica remanente del oleoducto (VUER), que corresponde al período de tiempo, en años, en el cual se espera que el oleoducto nuevo genere ingresos por concepto del servicio de transporte.
  4. Volúmenes mensuales proyectados a transportar por cada trayecto durante siguientes cuatro años tarifarios.
  5. Tabla de condiciones monetarias, así como sus soportes de cálculo y condición estándar.
  6. Estimación del cálculo de la tarifa y análisis de la variación nominal y porcentual de las nuevas tarifas estimadas frente a las vigentes, con base en la información reportada, indicando el impacto de las variables actualizadas en la determinación de la nueva tarifa.
  7. Relación de los agentes remitentes (actuales y futuros si hay lugar) asociados a cada trayecto según la participación de sus nominaciones, así como la estimación de los volúmenes a movilizar por trayectos, por cada agente remitente.

Artículo 15. **Vigencia de la tarifa.** Las tarifas de los trayectos nuevos, ampliados y existentes tendrán vigencia durante un período tarifario de cuatro (4) años o de los años tarifarios que resten de ese periodo, si esta entra en vigencia con posterioridad al inicio del periodo tarifario, contados desde la fecha definida en el acto administrativo de aprobación de la tarifa que expida la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía.

Una vez finalice la vigencia tarifaria del trayecto nuevo o del trayecto ampliado se entenderá como trayecto existente para todos los efectos de la presente resolución y debe surtir proceso de revisión tarifaria conforme los dispone el capítulo IV de la presente resolución.

Cuando un trayecto ampliado termine su vigencia tarifaria, el trayecto existente sobre el cual se realizó el delta de capacidad de diseño, integrará las capacidades, inversiones y costos, para constituir un único trayecto consolidado con una sola tarifa. Por lo tanto, terminarán su vigencia al mismo tiempo y deberán iniciar proceso de revisión tarifaria mínimo seis (6) meses antes de la terminación de la vigencia del trayecto ampliado, para constituir una tarifa conforme lo señala el capítulo IV de la presente resolución.

Artículo 16. **Fórmula tarifaria.** La tarifa de transporte aplicable para cada trayecto, en el año “t” del período tarifario correspondiente se determinará teniendo en cuenta los elementos básicos de la siguiente expresión general:

$$T_t = \frac{K + OPEX}{Q} + ABA \quad (1)$$

Donde:

- $T_t$  Tarifa de transporte del trayecto aplicable para el año  $t$  del periodo tarifario correspondiente. Expresada en dólares de los Estados Unidos de América por barril de petróleo o Barril de petróleo equivalente para oleoductos multifásicos
- $t$  Primer año dentro del periodo tarifario para el cual aplicará la tarifa calculada del trayecto.
- $K$  Ingreso anual reconocible por remuneración al capital. Es la cuota constante de ingreso anual requerida para remunerar el capital invertido a la tasa de descuento que se establece en los artículos 18 y 19 y Anexos 1 y 2 de la presente resolución. Las inversiones a reconocer en este ítem deberán estar alineadas a lo estipulado en el artículo 7 de la presente resolución.
- $OPEX$  Componente que remunera los gastos de sostenimiento, administración y explotación para el año  $t$ . Se empleará en esta variable los valores históricos ejecutados por el transportador para el trayecto, reportados en el último Informe Anual de acuerdo con los establecido en el artículo 20 y Anexo 3 de la presente resolución y lo descontado las condiciones monetarias aplicadas según el parágrafo del artículo 23. Para los trayectos nuevos o ampliados será el resultado de la negociación o mejor estimado por el transportador.
- $Q$  Volumen que se considerará transportar en el año  $t$ , será el volumen que fue proyectado en el plan de ingresos de la compañía para el año inicial del nuevo periodo tarifario
- En caso de tratarse de un oleoducto que no haya transportado en el año por factores operativos, fuerza mayor, o de tratarse de un trayecto nuevo, el transportador justificará el volumen estimado para el año  $t$ .
- $ABA$  Aporte Unitario al Fondo de Abandono del oleoducto de acuerdo con lo establecido en el Anexo 4 de la presente resolución.

**Parágrafo.** Fórmula aplicable al periodo de transición, es decir, aplicable únicamente en el primer periodo tarifario de la presente resolución, donde la tarifa de transporte para cada trayecto se determinará a partir de la siguiente expresión:

$$T_t = \frac{K + OPEX + A}{Q} + ABA \quad (2)$$

Donde:

A: Factor de ajuste tarifario, por una única vez, el cual debe calcularse conforme al Anexo 5.

**Artículo 17. Valor de la tasa de descuento (WACC).** El valor de la tasa de descuento dependerá del cálculo del WACC. La Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía determinará su valor y lo publicará una vez vencidas las fases de negociación, conforme a lo dispuesto en el presente acto administrativo y para los demás efectos que se consideren necesarios. Este resultado del cálculo del WACC y de la tasa de descuento antes de impuestos se determinarán para la actividad de transporte, es decir, con las cifras que reflejen el costo de deuda, del capital propio, el valor de las primas, los factores de riesgo, la tasa de impuestos y la estructura de capital del sector.

**Artículo 18. Cálculo de la fórmula tarifaria de trayectos que no han cumplido el periodo inicial de recuperación de la inversión.** Para aplicación de la fórmula tarifaria conforme al artículo 16 de la presente resolución para trayectos existentes que no han cumplido el período HIC, se utilizará la fórmula 1 o la fórmula 2 del artículo 16, según aplique, donde el ingreso anual reconocible por remuneración al capital  $K$  se calcula con base al Anexo 1 de la presente resolución.

**Artículo 19. Cálculo de la fórmula tarifaria de trayectos que ya cumplieron el periodo inicial de recuperación de la inversión.** Para aplicación de la fórmula tarifaria conforme al artículo 16 de la presente resolución para trayectos existentes que han cumplido el período HIC, se utilizará la fórmula 1, donde el ingreso anual reconocible por remuneración al capital  $K$  se calcula con base al Anexo 2 de la presente resolución, y el periodo para el cálculo de la cuota constante de ingreso anual requerida para remunerar el capital invertido se hará con la vida útil remanente producto de la evaluación técnica del estado del oleoducto realizado conforme al Anexo 6 de la presente resolución.

**Artículo 20. Informe anual.** De conformidad con el artículo 204 del Código de Petróleos para cada trayecto existente el transportador respectivo presentará ante la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía un informe anual en el primer trimestre después de finalizar cada año tarifario, con la información del periodo comprendido entre el 1 de julio del año anterior y el 30 de junio del año de presentación del informe y deberá estar acompañado por los soportes respectivos discriminando la información por semestres. La Dirección de Hidrocarburos podrá efectuar ajustes a las fechas de inicio y terminación del periodo anual del informe, así como a su plazo de presentación.

Esta información deberá estar en formato físico y digital, según corresponda a los documentos u oficios, bases de datos, hojas de cálculo electrónicas y demás información relevante para el análisis.

La información que deberá contener será:

1. Las inversiones que el transportador haya realizado y puesto en operación en el año respectivo para: el aumento de capacidad, el mejoramiento de la confiabilidad o el incremento de vida útil. Estas inversiones deben cotejarse y explicarse contra el plan de inversiones planteado en los documentos soporte tarifario del periodo en curso. También se deberán detallar las desinversiones que se hayan realizado en el periodo, con el soporte de su valoración. En aquellos casos en donde las inversiones o desinversiones afecten a varios trayectos, deberá justificarse el criterio de distribución realizado por trayecto.
2. Los costos fijos y variables de administración, operación y mantenimiento para cada trayecto de transporte, conforme al Anexo 3 de la presente resolución. En aquellos casos donde los valores afecten a varios trayectos, el transportador deberá realizar la distribución por trayecto conforme a sus prácticas de distribución de costos.
3. El volumen mensual de hidrocarburo transportado facturado por remitente y la tarifa de transporte aplicadas.
4. Las condiciones monetarias efectuadas en el año respectivo, así como los descuentos comerciales aplicados.

5. Monto recaudado en el periodo para la conformación del Fondo de Abandono y su saldo.
6. Estadísticas de continuidad y calidad del servicio de transporte.
7. Certificado de existencia y representación legal con vigencia no mayor a 30 días.

La información arriba mencionada de inversiones, gastos de administración, operación y mantenimiento; volúmenes, compensaciones monetarias y fondo de abandono deberá estar respaldada con los soportes contables, deberán estar certificados por el Revisor Fiscal y firmados por el representante legal del transportador bajo la gravedad del juramento. El cuerpo del informe anual iniciará con una tabla que contenga las cifras resumen por trayecto y semestre de los numerales 1, 2, 3, 4 y 5; los detalles o soportes requeridos en estos, y los demás numerales, deberán hacer parte de los anexos del informe.

Se adjuntará igualmente como anexo la misma información monetaria convertida en dólares de los Estados Unidos de América, para esto se utilizará la TRM promedio diaria del año en revisión.

La Dirección del Hidrocarburos guardará la reserva sobre aquellos datos suministrados cuando así resulte necesario para garantizar la protección de derechos legítimos de los transportadores, sin perjuicio de lo previsto en el artículo 27 de la Ley 1437 de 2011 o la que la modifique o sustituya.

**Artículo 21. Procedimiento anual de actualización tarifaria.** El proceso de cálculo de actualización tarifaria del presente artículo se aplicará en caso de no presentar un mecanismo de actualización interanual acordado o siempre que la tarifa haya sido expedida producto de la aplicación de la fórmula tarifaria.

Mientras la tarifa de transporte este vigente, la tarifa actualizada para el año tarifario siguiente  $t$  en cada año se calcula así:

$$T_t = \frac{K_a + OPEX}{Q} + ABA_a \quad (3)$$

En caso de estar aplicando la fórmula tarifaria transicional, aplicable únicamente en el primer periodo tarifario de la presente resolución, la tarifa actualizada para el año tarifario siguiente  $t$  en cada año se calcula así:

$$T_t = \frac{K_a + OPEX + A_a}{Q} + ABA_a \quad (4)$$

Donde:

$K_a$  Ingreso anual reconocible actualizado por remuneración al capital. Su unidad es dólares de los Estados Unidos de América.

$$K_a = FX * K_{a-1} + CAE(I_{ad}; u^*; n \text{ o } m)$$

En la cual, para la tarifa de trayectos previo al cumplimiento del periodo inicial de recuperación de la inversión tendrá la siguiente fórmula:

$$CAE(I_{ad}; u^*; n) = I_{ad} * \left[ \frac{u^*}{1 - (1 + u^*)^{-n}} \right]$$

Para la tarifa de trayectos previo que han cumplido el periodo inicial de recuperación de la inversión será la siguiente fórmula:

$$CAE(I_{ad}; u^*; m) = I_{ad} * \left[ \frac{u^*}{1 - (1 + u^*)^{-m}} \right]$$

$FX$ : Variación anual entre el junio último y el junio del año inmediatamente anterior del índice de precios al productor de los Estados Unidos de América (*Producer Price Index, PPI Commodity data for Final demand- Private capital, Not Seasonally*)

*Adjusted*) correspondiente a la serie WPUFD41312 publicada por el U.S. Bureau Labor of Statistics ([www.bls.gov](http://www.bls.gov)).

$$FX = \frac{PPI_{junio\ ultimo}}{PPI_{junio\ ultimo - 1}}$$

$K_{a-1}$  Ingreso anual reconocible por remuneración al capital empleado en el cálculo de la tarifa vigente sujeta de actualización al periodo  $t$ . Su unidad es dólares de los Estados Unidos de América.

$CAE$  Costo anual equivalente. Su unidad es dólares de los Estados Unidos de América.

$I_{ad}$  Total de inversiones adicionales de capital ejecutadas reportadas en el último informe anual, conforme al artículo 7 de la presente resolución. Su unidad es dólares de los Estados Unidos de América.

$U^*$

$$u^* = \frac{WACC_{US\$real}}{(1 - Tx)}$$

La tasa de descuento  $u^*$  se expresará en términos porcentuales redondeada a dos cifras decimales para ser aplicada en la fórmula tarifaria respectiva.

$Tx$  Tasa de impuestos en Colombia vigente al momento del cálculo.

$n$  Según definición Anexo 1.

$m$  Según definición Anexo 2.

$OPEX$  Componente que remunera los gastos de sostenimiento, administración y explotación para el año  $t$ . Se empleará en esta variable los valores históricos ejecutados por el transportador para el trayecto, reportados en el último Informe Anual de acuerdo con los establecido en el artículo 20 y Anexo 3 de la presente resolución y lo descontado las condiciones monetarias aplicadas según el parágrafo del artículo 23. Su unidad es dólares de los Estados Unidos de América.

$Q$

Volumen que se considerará transportar en el año  $t$ , será el volumen que fue proyectado en el plan de ingresos de la compañía para el año inicial del nuevo periodo tarifario, su unidades es barriles de petróleo

Para el componente de abandono -  $ABA$  que tiene las condiciones de cálculo y restricciones de uso en el Anexo 4, se actualizará con el factor  $FX$ , de la siguiente manera:

$$ABA_a = ABA_{a-1} * FX$$

Donde:

$ABA_a$  Aporte Unitario al Fondo de Abandono actualizado del oleoducto. Su unidad es dólares de los Estados Unidos de América.

$ABA_{a-1}$  Aporte Unitario al Fondo de Abandono del oleoducto empleado en el cálculo de la tarifa vigente sujeta de actualización al periodo  $t$ . Su unidad es dólares de los Estados Unidos de América.



En caso en el que el periodo tarifario aplique el componente de ajuste  $A$  que tiene las condiciones de cálculo y restricciones de uso en el Anexo 5, se actualizará con el factor  $FX$ , de la siguiente manera:

$$A_a = A_{a-1} * FX$$

Donde:

$A_a$  Factor de ajuste tarifario actualizado.

$A_{a-1}$  Factor de ajuste tarifario empleado en el cálculo de la tarifa vigente sujeta de actualización al periodo  $t$ .

**Artículo 22. Aplicación de la tarifa.** Una vez expedido el acto administrativo con las tarifas por trayecto, el transportador deberá liquidar el valor por concepto del servicio de transporte como el resultado de multiplicar los barriles de petróleo o barriles de petróleo equivalentes transportados al remitente por la tarifa del trayecto establecida en el correspondiente acto administrativo y teniendo en cuenta las condiciones monetarias acorde al artículo 23 de esta resolución, en el evento en que apliquen. El transportador deberá discriminar en el cobro los valores que corresponden a la aplicación de la tarifa de transporte y los montos correspondientes a las condiciones monetarias.

**Parágrafo.** En virtud del principio de coordinación consagrado en el artículo 209 de la Constitución Política de Colombia y en el artículo 3 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía informará a la Superintendencia de Industria y Comercio sobre cualquier conducta que haya sido puesta en su conocimiento, con las que el transportador presuntamente tienda a explotar la metodología tarifaria con conductas abusivas, distorsionar el mercado y extraer de manera ilegítima rentas de la demanda.

**Artículo 23. Condiciones monetarias.** Son tablas que el transportador elabora y reporta en el boletín del transportador (BTO) conforme al reglamento de transporte por oleoducto que se encuentre vigente, junto con las condiciones estándar, y que representan los sobrecargos y descuentos que aplican sobre la tarifa de transporte por trayecto, dependiendo de las condiciones fisicoquímicas del petróleo a transportar por parte de cada remitente. Dichas tablas serán establecidas de mutuo acuerdo entre transportadores y remitentes, con base en las memorias de cálculo que elabore el transportador.

El transportador y los remitentes podrán pactar las condiciones monetarias, que obedecen a la variación en las condiciones fisicoquímicas de la calidad del petróleo con respecto a las condiciones estándar. La variación sobre las condiciones estándar deriva en un incremento o descuento sobre la tarifa expedida acorde al artículo 10 o 12 de la presente resolución, si no hay variación en las condiciones del petróleo a transportar respecto a la condición estándar, la condición monetaria es de cero.

Las condiciones monetarias y las condiciones estándar que se regirán durante toda su vigencia, sólo podrán ser modificadas de forma bilateral por las partes. Los valores aplicables a la tarifa por concepto de condiciones monetarias y condiciones estándar podrán ser revisados cada periodo tarifario, para lo cual el transportador deberá elaborar las respectivas memorias de cálculo de las tablas que apliquen sobre la tarifa de transporte, y estas podrán ser solicitadas por los remitentes para su estudio y revisión.

En caso de que las condiciones monetarias se representen en valores relativos sobre las condiciones estándar, es decir su cuantía no sea en valores absolutos monetarios sino en valores porcentuales, las condiciones monetarias no serán objeto de la actualización anual que define el artículo 21 de esta resolución.

Cuando se pacten condiciones monetarias asociadas a las condiciones de calidad del petróleo, serán liquidadas con base en la medición resultante del petróleo a transportar en el oleoducto, incluso en el caso que haya mezclas con otras sustancias para efecto de su transporte.

**Parágrafo.** Los ingresos adicionales que recaude el transportador por concepto de la aplicación y liquidación de las condiciones monetarias indicadas en el presente artículo serán descontados del componente de Gastos de Sostenimiento, Administración y Explotación, según la expresión ICM descrita en el Anexo 3 de la presente resolución.

**Artículo 24. Impuesto al transporte.** Para efectos de liquidación y del impuesto al transporte que el transportador debe recaudar, se tendrán en cuenta las tarifas de transporte establecidas en los actos administrativos para la expedición de tarifas por la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, de acuerdo con lo establecido en el artículo 185 de la Ley 2056 del 30 de septiembre de 2020 y la Resolución 72537 de 5 de noviembre de 2013 o las normas que los modifiquen o sustituyan.

**Artículo 25. Auditoría.** La Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía llevará a cabo auditorías en desarrollo de lo previsto en el acto administrativo de reglamento de transporte por oleoductos vigente.

**Artículo 26. Estudio técnico-económico para la revisión de la metodología de fijación y revisión de tarifas.** La Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, en cualquier momento y posterior a la expedición de los actos administrativos de fijación de tarifas de transporte por oleoductos, podrá coordinar o adelantar estudios de carácter técnico, financiero y económico, que evalúe la pertinencia de llevar a cabo la actualización o modificación de la metodología vigente, así como los criterios, definiciones, fórmulas, entre otros aspectos relacionados o contenidos en la presente resolución y sus modificaciones, en ejercicio de las facultades previstas en el Decreto 381 de 2012, modificado por el Decreto número 1617 de 2013 y demás normas aplicables a esta materia.

**Artículo 27. Vigencia y derogatorias.** La presente resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial y deroga las disposiciones que le sean contrarias, en especial la Resolución 72146 del 7 de mayo de 2014 adicionada mediante las Resoluciones 31132 de 2019, 31123 de 2019, 31285 de 2016, 31489 de 2015, 72216 de 2014 y la Resolución 00279 del 30 de marzo de 2023.

Dada en Bogotá, D.C., a los *vr* día días del mes de *vr*mes de *vr*anio.

## NOTIFÍQUESE Y CÚMPLASE

Tabla\_Firmantes

ley\_texto  
Elaboró: res\_proyecto  
Revisó: res\_reviso  
Aprobó: res\_aprobacion

## ANEXO 1 - PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DEL INGRESO ANUAL RECONOCIBLE POR REMUNERACIÓN AL CAPITAL PREVIO AL CUMPLIMIENTO DEL PERIODO INICIAL DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN

El componente que remunera al capital de la tarifa regirá en los años restantes de la remuneración del HIC. Este período de tiempo HIC está definido como “*n*” en la resolución particular de cada trayecto expedida con el marco regulatorio vigente en su momento.

Se calcula una anualidad que remunera la inversión con la tasa de descuento después de impuestos regulada y con un horizonte de tiempo que será el mismo período HIC, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$K = CAE(I_0; u^*; n)$$

Donde:

$$CAE(I_0; u^*; n) = I_0 * \left[ \frac{u^*}{1 - (1 + u^*)^{-n}} \right]$$

**CAE** Costo anual equivalente. Su unidad es dólares de los Estados Unidos de América.

**K** Ingreso anual reconocible por remuneración al capital definido en el artículo 16 de la presente resolución. Su unidad es dólares de los Estados Unidos de América.

***I*<sub>0</sub>** Inversión inicial utilizada y reportada en la última fijación o revisión tarifaria incluyendo la sumatoria acumulada de las inversiones adicionales de capital ejecutadas en el periodo inmediatamente anterior. Estas inversiones, tanto la inicial como las adicionales, deberán ser ajustada financiera y económicamente, para ser expresadas en dólares de los Estados Unidos de América a corte del 30 de junio último, empleando como método de actualización el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América (*Producer Price Index, PPI Commodity data for Final demand- Private capital, Not Seasonally Adjusted*) correspondiente a la serie WPUFD41312 publicada por el U.S. Bureau Labor of Statistics ([www.bls.gov](http://www.bls.gov)).

***n*** Periodo de tiempo en años al que se refiere el HIC.

***u*<sup>\*</sup>**

$$u^* = \frac{WACC_{US\$real}}{(1 - Tx)}$$

La tasa de descuento *u*<sup>\*</sup> se expresará en términos porcentuales redondeada a dos cifras decimales para ser aplicada en la fórmula tarifaria respectiva.

**Tx** Tasa de impuestos en Colombia vigente al momento del cálculo.

## ANEXO 2 – PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DEL INGRESO ANUAL RECONOCIBLE POR REMUNERACIÓN AL CAPITAL UNA VEZ CUMPLIDO EL PERIODO INICIAL DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN

El componente que remunera al capital de la tarifa regirá en los años VUER certificados, conforme se requiere para los procesos relacionados con el Costo de Reposición Depreciado (CRD) referido en el Anexo 6 de la presente resolución.

Se calcula una anualidad que remunera la inversión con la tasa de descuento después de impuestos regulada y con un horizonte que será el mismo período VUER, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$K = CAE(I_0; u^*; m)$$

Donde:

$$CAE(I_0; u^*; m) = I_0 \times \left[ \frac{u^*}{1 - (1 + u^*)^{-m}} \right]$$

**CAE** Costo anual equivalente. Su unidad es dólares de los Estados Unidos de América.

**K** Ingreso anual reconocible por remuneración al capital definido en el artículo 16 de la presente resolución. Su unidad es dólares de los Estados Unidos de América.

**$I_0$**  Valoración del oleoducto conforme al proceso de cálculo del CRD referido en el Anexo 6 de la presente resolución. Su unidad es dólares de los Estados Unidos de América.

**$m$**  Periodo de tiempo en años al que se refiere el VUER reportado para el CRD del ducto, en caso de valorar varios tramos con diferentes vidas remanentes, se considerará el mayor de todos.

**$u^*$**

$$u^* = \frac{WACC_{US\$real}}{(1 - Tx)}$$

La tasa de descuento  $u^*$  se expresará en términos porcentuales redondeada a dos cifras decimales para ser aplicada en la fórmula tarifaria respectiva.

**Tx** Tasa de impuestos en Colombia vigente al momento del cálculo.



### **ANEXO 3 – COSTOS FIJOS Y VARIABLES (GASTOS DE SOSTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y EXPLOTACIÓN)**

Los costos en los que incurre la empresa para el desarrollo de su actividad principal y relacionados directamente con sostenimiento, administración y explotación, en concordancia con las normas más actualizadas nacionales e internacionales para la operación de oleoductos, tales como ASME B31.4, DOT 195, NTC 5901, entre otras y que estén previstas en el marco regulatorio o estándares operativos de las compañías transportadoras. Estos costos son a los que se refieren los artículos 56, 57 y 204 del Código de Petróleos, o las normas que los modifiquen, adicionen o sustituyan, como gastos de sostenimiento, administración y explotación.

Para aplicación en esta resolución, se hace una breve descripción de cada una de las clases de costo, típicas de un oleoducto, y se finaliza con el desglose en los diferentes rubros en los cuales deben ser presentados por el transportador en el momento de iniciar negociaciones según el artículo 12, en el Documento Soporte según el artículo 14 y en el Informe Anual de que trata el artículo 20 de la presente Resolución.

#### **1. COSTOS FIJOS**

Corresponde a los costos sostenimiento, administración y explotación independiente del volumen transportado y que guarden relación con los programas de mantenimiento previstos en el horizonte de análisis.

##### **1.1. Operación**

- Personal y equipo asignado a la operación de los cuartos de control locales y remotos de las estaciones de bombeo que incluye además el personal que apoya en campo a las operaciones no automatizadas. (Contratos de Operación)
- Contratos de inspección de calidad y cantidad base para los balances volumétricos
- Personal y equipo de programación, optimización y control operacional con el desarrollo de herramientas tecnológicas
- Contratos de uso de facilidades de terceros o de costos compartidos.

##### **1.2. Mantenimiento**

Mantenimiento integral contemplado en la gestión de activos de equipos e instalaciones en las disciplinas civil, mecánica, eléctrica, instrumentación y control, relacionadas con actividades preventivas, predictivas y correctivas con utilización de metodologías y con nuevos desarrollos tecnológicos como inteligencia artificial.

Los costos de esta actividad de mantenimiento pueden ser de manera directa o tercerizada.

###### **1.2.1. Mantenimiento Estaciones**

En las estaciones la cobertura es para la infraestructura instalada relacionada con tanques de almacenamiento de petróleo y combustibles, equipo de bombeo principal compuesto por motor, incrementador/reductor y bomba, subestaciones eléctricas, generadores, equipos auxiliares, tuberías, válvulas y accesorios en los sistemas de bombeo, filtración y medición; oficinas, talleres y bodegas para almacenamiento de materiales, repuestos y equipos de emergencia y contingencia.

Igualmente se contemplan las actividades de Integridad de las estaciones ante los riesgos de daños de equipos por mala operación o por terceros.

###### **1.2.2. Mantenimiento Línea**

En las líneas se contemplan la tubería, válvulas y accesorios, sistemas de protección catódica, sistemas de comunicaciones y de vigilancia.

Las actividades de integridad en la línea están relacionadas con los riesgos o amenazas de clima y fuerzas externas (geotecnia), corrosión interna y externa, daños por terceros, agrietamiento por esfuerzos, construcción y fabricación de materiales instalados y operaciones incorrectas.

### **1.3. Administrativos**

Gastos requeridos para el soporte a la operación y mantenimiento relacionados con: licencia para operar (LTO); convenios con fuerza pública; impuestos, tasas y contribuciones; seguros para cubrir todos los riesgos; operación centralizada; gastos legales y financieros; y asignación de costos de áreas de direccionamiento y apoyo.

## **2. COSTOS VARIABLES**

Corresponde a los costos anuales de sostenimiento, administración y explotación variables de operación que dependen del volumen del petróleo que se transporte.

### **2.1. Operación**

Relacionados, entre otros, con el consumo de energía eléctrica, combustible (petróleo, gas y/o diesel), aceites, lubricantes, depresores de fluidez y reductores de fricción.

### **2.2. Mantenimiento**

No se consideran costos variables por este concepto

### **2.3. Administrativos**

No se consideran costos variables por este concepto

## **3. COSTOS NO RELACIONADOS CON LA TARIFA DE TRANSPORTE**

Se relacionan a continuación, ejemplos de los tipos de costo que no están asociados al administración, sostenimiento y explotación del Oleoducto y que en consecuencia no pueden ser incluidos en el esquema tarifario:

- Actividades de negocios distintos al transporte por el oleoducto como descargaderos, utilización de almacenamiento temporal de petróleo, instalaciones portuarias para cargue de motonaves (buque-tanques y barcazas), costos de poliductos y gasoductos, servicios a terceros, entre otras.
- Costos ya cobrados a algunos remitentes por Condiciones Monetarias
- Pactos convencionales con sindicatos que superen los promedios de la industria relacionados con salarios y beneficios.

## **4. METODOLOGÍA**

El transportador deberá diligenciar el formato adjunto para los costos efectivamente incurridos los cuales deben estar debidamente soportados, que permitan verificar su trazabilidad y sustentabilidad.

En el formato se debe diligenciar el nombre de la empresa, el sistema o trayecto del oleoducto, el periodo tarifario y los valores realmente ejecutados, moneda origen del costo y la tasa representativa del mercado (TRM) utilizada para expresar el valor equivalente en dólares de los Estados Unidos de América (USD \$). La información se debe diligenciar para cada trayecto motivo del análisis de tarifa.

A continuación, la estructura de la información es una plantilla para presentar la información. No obstante, los transportadores pueden desarrollar, conjuntamente, un formato único que se adapte lo mejor posible a su contabilidad y mejores prácticas presupuestales, para previa aprobación de la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía; con la condición de que sea el mismo para todos los trayectos y todas compañías transportadoras.

La estructura de la información requerida por trayecto es la siguiente:

#### 4.1. Costos Fijos

CONCEPTO	ACTIVIDAD PRINCIPAL	SUB ACTIVIDAD 1	SUB ACTIVIDAD 2			
APOYO AÉREO	Transporte aéreo chárter para el personal					
	Transporte helicoportado para operación y mantenimiento					
OPERACIÓN ESTACIONES	Costo fijo contratos de servicios de operación					
	Uso de Facilidades de terceros					
	Contrato Inspección Calidad y Cantidad					
	Salarios, Prestaciones Sociales y Beneficios a Personal Directo Operaciones Estaciones					
	Costo fijo contratos de apoyo a la operación (Vigilancia, Aseo y Cafetería, Catering, logística, etc.)					
MANTENIMIENTO ESTACIONES (Incluye consumo de materiales y repuestos)	Valor fijo contratos de mantenimiento estaciones					
	Salarios, Prestaciones Sociales y Beneficios a Personal Directo Mantto. Estaciones					
	Valor fijo contratos de apoyo técnico al mantenimiento (Monitoreos, ayudantías, inspecciones, mediciones, etc.)					
	Integridad		Corrosión exterior	Inspección y Mantenimiento a los Sistemas de Protección Catódica (SPC) y Puesta a Tierra (PT)		
				Inspecciones y Mantenimiento a Pinturas y Recubrimientos		
			Corrosión Interior	Monitoreo corrosión interior tuberías de proceso		
				Reparación y Mantenimiento de defectos por corrosión interior en tuberías de proceso		
	Mantenimiento eléctrico		Mantenimiento Alumbrado			
			Mantenimiento transformadores			
			Mantenimiento generadores			
			Mantenimiento motores eléctricos			
			Mantenimiento Variadores de Velocidad			
			Mantenimiento de Aires acondicionados			
	Mantenimiento infraestructura		Rocería y limpieza de instalaciones operacionales			
			Mantenimiento de instalaciones Operacionales (obras civiles, pinturas, cubiertas, etc.)			
			Mantenimiento de instalaciones No Operacionales (obras civiles, pinturas, cubiertas, etc.)			
	Mantenimiento Instrumentación y control		Mantenimiento instrumentos y controles de campo			
			Contratos de mantenimiento sistemas de control especializados (DCS, PLC's, UPS etc.)			
	Mantenimiento Mecánico		Servicios contratados de inspección y monitoreo de sistemas mecánicos			
			Mantenimiento sistemas auxiliares			
			Mantenimiento de Motores			
			Mantenimiento de válvulas			
			Mantenimiento de Bombas			
	Requerimiento legal y ambiental		Actividades de promoción y prevención en HSEQ			
			Monitoreo, pruebas y mantenimiento de los sistemas contraincendio			
			Atención de fallas de control y cierre de hallazgos o No Conformidades de Auditorías			
			Seguimiento y mantenimiento de Permisos Ambientales			
			Seguimiento y mantenimiento de Licencia Ambiental			
			Recolección, manejo, transporte y disposición de residuo			
			Seguimiento y mantenimiento del Plan de Contingencias y de emergencia			
			Seguimiento y mantenimiento del Plan de Manejo Ambiental			
			Mantenimientos mayores		Mantenimiento Mayor de Bombas principales y booster	
					Mantenimiento Mayor de Motores de Unidades Principales y booster	
MANTENIMIENTO LÍNEAS Y TANQUES	Contrato de mantenimiento de línea suma fija					
	Contrato fijo Interventoría mantenimiento línea					

CONCEPTO	ACTIVIDAD PRINCIPAL	SUB ACTIVIDAD 1	SUB ACTIVIDAD 2		
	Contrato fijo operativo para despliegue Plan de Contingencias				
	Salarios, Prestaciones Sociales y Beneficios a Personal Directo				
	Mantto. Líneas				
	Mantenimiento de vías de Acceso al Derecho de Vía				
	Contratos de soporte técnico especializado mantenimiento línea y tanques				
	Integridad de líneas y tanques	Clima y fuerzas externas		Monitoreos de Puntos Críticos	
				Recorrido de línea terrestre y aéreo	
				Obras para asegurar la estabilidad geotécnica del derecho de vía y zonas aledañas	
			Corrosión exterior		Mantenimiento Sistema de Protección Catódica (SPC)
					Monitoreo e inspección de puntos críticos
					Reparación de revestimientos y pérdidas de material
		Corrosión Interior		Monitoreo de sistemas de aislamiento	
				Monitoreo corrosión interna en el oleoducto	
				Programa de corrida de raspadores de limpieza	
				Inyección de químicos inhibidores de la corrosión	
				Reparación de defectos críticos	
				Cambio de tramos de tubería por corrosión interna	
		Daños por terceros		Corrida de raspadores inteligentes (ILI)	
				Actividades Preventivas de hurtos, atentados y daños por terceros de buena fe (Recorridos aéreos y Terrestres al DDV, Redes de Información, Tecnología)	
				Contratos fijos de seguridad física líneas	
		Estudios Operativos		Gestión social focalizada en prevención de daños a la infraestructura	
				Desarrollo de herramientas de Optimización Operativa.	
				Estudios de aseguramiento en integridad	
			Estudios análisis de riesgos y Áreas de alta consecuencia		
	Requerimiento legal y ambiental		Mantenimiento y ajustes al BTO		
			Actividades de promoción y prevención en HSEQ		
			Monitoreo, pruebas y mantenimiento de los sistemas de seguridad de proceso		
		Atención de fallas de control y cierre de hallazgos o No Conformidades de Auditorías			
		Seguimiento y mantenimiento de Permisos Ambientales			
		Seguimiento y mantenimiento de Licencia Ambiental			
		Recolección, manejo, transporte y disposición de residuo			
		Seguimiento y mantenimiento del Plan de Contingencias			
ADMINISTRATIVOS (Costos asignados en un % por trayecto tarifado)		Seguimiento y mantenimiento del Plan de Manejo Ambiental			
		Licencia para Operar (LTO)			
		Gestión Seguridad Física (Convenios FFMM)			
		Impuestos, contribuciones y Tasas (Predial, ICA, Patrimonio, GMF, Timbre, Territoriales, otros)			
		Seguros (Todo riesgo instalaciones, Atentados, RC, Administradores, Salarios y prestaciones, otros)			
		Control Centralizado (SCADA)			
		Telecomunicaciones			
		Software y Hardware			
		Gastos legales			
		Costos Financieros			
		Gastos de sostenimiento oficinas centrales (edificios, servicios, mobiliario, transportes, etc.)			
	Salarios y Prestaciones Sociales Personal oficinas centrales				

#### 4.2. Costos variables

CONCEPTO	ACTIVIDAD PRINCIPAL	CANTIDAD	UNIDADES	US\$
COMBUSTIBLES, LUBRICANTES Y OTROS CONSUMIBLES	Diesel			
	Gas			
	Crudo combustible			
	Lubricantes (Aceites y grasas lubricantes)			
	Otros consumibles operacionales			
ENERGIA ELÉCTRICA	Energía regulada			
	Energía no regulada			
REDUCTOR DE FRICCIÓN	Reductor de fricción			



#### **ANEXO 4 – COSTOS DE ABANDONO, APOORTE UNITARIO AL FONDO DE ABANDONO Y FONDO DE ABANDONO**

De conformidad con los requisitos que establezca la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía y la Autoridad Ambiental competente, hoy la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA, según sea la fase en que se encuentre el oleoducto, los transportadores deberán elaborar el presupuesto para el desmantelamiento, cierre y abandono de oleoductos de acuerdo con el Plan de Desmantelamiento y Abandono respectivo.

Una vez la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía establezca las exigencias sectoriales para el desmantelamiento, cierre, abandono de oleoductos, el transportador deberá presentar a la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, en un plazo de seis (6) meses, el estudio que contemple las acciones para cumplir con dichas exigencias y su valoración económica.

El transportador deberá presentar a la autoridad ambiental competente, el Plan de Desmantelamiento y Abandono, conforme a los plazos y requisitos establecidos en el artículo 2.2.2.3.9.2. del Decreto 1076 de 2015 o la norma que lo modifique, adicione o sustituya, al iniciar la fase de desmantelamiento y abandono del trayecto del oleoducto correspondiente.

El aporte unitario al fondo de abandono del trayecto se estimará por parte del transportador a partir del presupuesto preliminar de desmantelamiento, cierre y abandono, la vida útil económica remanente (VUER), una proyección de los volúmenes futuros a transportar en cada trayecto, los valores ya recaudados por este concepto en periodos anteriores y los intereses a los que el fondo de abandono se encuentre rindiendo en caso de estar invertido. De contar con los recursos suficientes recaudados en el fondo de abandono, el aporte unitario al fondo de abandono será cero. Esta estimación del transportador deberá documentarse y reportarse al Ministerio de Minas y Energía.

En caso de que el transportador no estime el aporte unitario al costo de abandono en los términos de este anexo y los capítulos II y III de esta resolución, se establecerá un cargo del 5% del valor de la tarifa redondeado al siguiente centavo, siempre y cuando el transportador no haya cubierto el fondo de abandono a partir del recaudo del aporte unitario al fondo de abandono.

1. Fondo de Abandono: Para cada trayecto de Oleoducto, el transportador propietario del trayecto respectivo podrá constituir una Fiducia Mercantil a favor del transportador, con destinación específica al cumplimiento de la ejecución del abandono, en la cual depositará los recursos del cobro del Aporte Unitario del Fondo de Abandono, recaudado a partir del cargo unitario por los volúmenes transportados mensualmente por parte de cada remitente, incluyendo lo recaudado en periodos anteriores.

El transportador entregará anualmente un informe detallado certificado por el revisor fiscal y el representante legal sobre el balance y movimientos del fondo en cada año calendario, en la documentación soporte y/o informe anual, conforme a los artículos 14 y 20 respectivamente.

2. Los recursos sobrantes que se generen en el Fondo de Abandono, en el momento en que la autoridad ambiental, establezca las obligaciones que demande el Plan de Desmantelamiento y Abandono se devolverán en proporción a los volúmenes efectivamente transportados por los remitentes respectivos en los tres últimos períodos tarifarios.

## ANEXO 5 – FACTOR DE AJUSTE TARIFARIO

Este anexo de cálculo es temporal, solo regirá por el primer periodo tarifario tras la emisión de esta resolución y se contabilizará mediante el procedimiento descrito a continuación:

### **El Factor de Ajuste tarifario**

Corresponde al déficit o al superávit del ingreso real del transportador con respecto al ingreso percibido que obtuvo por concepto del servicio de transporte en el periodo tarifario anterior al año de cálculo, el cual será incluido, por una única vez, en el primer periodo tarifario de vigencia de esta resolución, como una cuota constante anual por los cuatro años que lo componen.

Este factor de ajuste  $A$  podrá ser diferente de cero, si se cumplen las condiciones de la siguiente fórmula:

$$A = \begin{cases} (I^{\rho} - I^{\tau}) - j * I^{\varepsilon} & \text{si } \frac{(I^{\rho} - I^{\tau})}{I^{\varepsilon}} > j \\ (I^{\rho} - I^{\tau}) + j * I^{\varepsilon} & \text{si } \frac{(I^{\rho} - I^{\tau})}{I^{\varepsilon}} < -j \\ 0 & \text{de lo contrario} \end{cases} \quad (1)$$

El término  $A$  podrá ser diferente de cero ( $A \neq 0$ ) si se cumplen las siguientes condiciones:

- i) que la tarifa de transporte vigente haya sido fijada por la Dirección de Hidrocarburos mediante el empleo de la fórmula tarifaria vigente al momento de aplicación,
- ii) que el ajuste tarifario se está fijando para que empiece a regir al inicio del siguiente período tarifario, y
- iii) que se cumpla una de las dos primeras condiciones de la fórmula 1 del presente anexo.

Donde:

$A$  **Factor de Ajuste Tarifario**, pago anual en dólares de los Estados Unidos de América del primer año del período en que regirá la tarifa.

$I^{\rho}$  **Ingreso anual real**, Que refleja el ingreso que se debió percibir por el servicio de transporte y que se definirá más adelante en este anexo.

$I^{\tau}$  **Ingreso anual percibido**: Que refleja el ingreso efectivo que obtuvo el transportador por concepto del servicio de transporte y que se define más adelante en este anexo.

$I^{\varepsilon}$  **Ingreso anual proyectado**: Que refleja e ingreso que proyecto el transportador por el servicio de transporte y que se definirá más adelante en este anexo.

$j$  Indica la tolerancia máxima sobre el ingreso proyectado será de  $j = 0.05$  (5%).

### **Índice de actualización de tarifas**

Este índice de actualización se requiere para los cálculos descritos más adelante en este anexo referentes a ingreso anual real ( $I^{\rho}$ ), ingreso anual percibido ( $I^{\tau}$ ) e ingreso anual proyectado ( $I^{\varepsilon}$ ).

$$\Phi_{\alpha} = P_x * FX + (1 - P_x) * \left[ \frac{FI}{D} - 1 \right] \quad (2)$$

Donde:

- $\Phi_{\alpha}$  Factor para actualizar un valor expresado en dólares en el año  $\alpha$ , desde la fecha de inicio del año tarifario anterior, junio  $\alpha-1$ , a la fecha de inicio del año tarifario en consideración, junio  $\alpha$ , esto para cada año del periodo tarifario.
- $P_x$  Proporción del componente de inversión en el total de la tarifa vigente de transporte por el trayecto del oleoducto. Si la tarifa fue fijada por la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, el valor  $P_x$  es el obtenido para la actualización de la tarifa de cada sistema en el periodo inmediatamente anterior.
- $FX$  Variación anual entre el junio  $\alpha$  y el junio  $\alpha-1$  del índice de precios al productor  $PPI$  de los Estados Unidos de América (Producer Price Index, PPI Commodity data for Final demand- Private capital, Not Seasonally Adjusted) correspondiente a la serie WPUFD41312 publicada por el U.S. Bureau Labor of Statistics ([www.bls.gov](http://www.bls.gov)). Esto para cada año  $\alpha$  del periodo tarifario.

$$FX = \frac{PPI_{\alpha}}{PPI_{\alpha-1}}$$

- $FI$  Relación anual entre los índices de precios al consumidor IPC determinados por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística DANE, esto es entre 1 junio del año  $\alpha-1$  y el junio del año  $\alpha$ , contemplados en cada año del periodo tarifario.
- $D$  Relación anual de los promedios de la tasa de cambio representativa del mercado (TRM), diaria, entre dos periodos consecutivos de doce (12) meses, esto es entre 1 junio del año  $\alpha-1$  y el junio del año  $\alpha$ , contemplados en cada año del periodo tarifario, según el Banco de la República. El numerador es el promedio en el año tarifario inmediatamente anterior al año de actualización y el denominador es el promedio en el año tarifario que precedió dicho año. Esta relación de tasas de cambio corresponde a uno (1) más la devaluación estimada entre el inicio del año tarifario anterior y el inicio del año tarifario en consideración.

### Ingreso anual real $I^{\rho}$

Es la cuota constante anual del ingreso real que obtendría el transportador por concepto del servicio de transporte en el período tarifario 2019-2023, si la tarifa del trayecto se hubiese calculado para dicho período con las inversiones que efectivamente se desembolsaron o salieron de operación ( $I_{real\alpha}$ ), los costos que justificadamente fueron sufragados ( $CF^t$  y  $CV^t$ ) y los volúmenes de petróleo efectivamente transportados ( $Q^t$ ) en el periodo tarifario citado.

Cálculo: según la siguiente fórmula: (3)

$$I^{\rho} = \left[ \left( T^1 * \prod_{\alpha=1}^p (1 + \Phi_{\alpha}) * \sum_{\alpha=1}^p Q_{\alpha}^1 * (1 + w)^{1+p-\alpha} \right) * \left( w \frac{(1 + w)^{(4-1)}}{(1 + w)^4 - 1} \right) \right], \forall \alpha = (1, \dots, p)$$

Donde:

- $I^{\rho}$  **Ingreso anual real**. En dólares de los Estados Unidos de América al 30 junio de 2023.
- $T^1$  **Tarifa equivalente para el trayecto** por barril de petróleo en dólares de los Estados Unidos de América al 30 de junio de 2019, conforme a la siguiente expresión:

$$T^1 = \frac{K^1 + CF^1 + A^1}{Q^1} + CV^1$$

$K^1$  **Ingreso anual reconocible por remuneración al capital.** Su unidad es dólares de los Estados Unidos de América.

$$K^1 = \left[ I_0^1 * (1 + w) + \sum_{\beta=1}^4 \frac{I_{\beta \text{ real}}}{(1+w)^{\beta-1}} + \sum_{\beta=5}^8 \frac{I_{\beta \text{ proy}}}{(1+w)^{\beta-1}} \right] * \left[ w * \frac{(1+w)^{n-1}}{((1+w)^n - 1)} \right]$$

$I_0^1$  **Inversión inicial 2019.** Inversión inicial utilizada y reportada en la última fijación o revisión tarifaria, para ser expresadas en dólares de los Estados Unidos de América a corte del 30 de junio de 2019.

$\beta$  **Año tarifario del horizonte de proyección para cálculo de la tarifa equivalente del trayecto.** Número entero consecutivo entre 1 y máximo 8, en que  $\beta = 1$  para el primer año tarifario del horizonte de proyección.

$I_{\beta \text{ real}}$  **Inversiones  $\beta$  reales.** Son las inversiones en capital que fueron efectivamente realizadas y concluidas en cada año del periodo tarifario (año  $\beta$  de 1 a 4), todos en dólares de los Estados Unidos de América al 30 de junio de 2019 empleando la serie de PPI no desestacionalizado WPUFD41312.

$I_{\beta \text{ proy}}$  **Inversiones  $\beta$  proyectadas.** Son las inversiones en capital que se plantearon como *proyectados* (años  $\beta$  desde 5 a 8) para la revisión tarifaria del periodo inmediatamente anterior, todos en dólares de los Estados Unidos de América al 30 de junio de 2019 empleando la serie de PPI no desestacionalizado WPUFD41312.

$CF^1$  Ingreso anual reconocible por costos Fijos. Su unidad es dólares de los Estados Unidos de América.

$$CF^1 = \left[ \sum_{\beta=1}^4 \frac{CF_{\beta \text{ real}}}{(1+w)^{\beta-1}} + \sum_{\beta=5}^8 \frac{CF_{\beta \text{ proy}}}{(1+w)^{\beta-1}} \right] * \left[ w * \frac{(1+w)^{8-1}}{((1+w)^8 - 1)} \right]$$

$CF_{\beta \text{ real}}$  **Costos fijos  $\beta$  reales.** Son los costos fijos de operación del oleoducto efectivamente causados en cada año del periodo tarifario (año  $\beta$  de 1 a 4), todos en dólares de los Estados Unidos de América al 30 de junio de 2019 empleando la serie de PPI no desestacionalizado WPUFD41312.

$CF_{\beta \text{ proy}}$  **Costos fijos  $\beta$  proyectados.** Son los costos fijos de operación del oleoducto que se plantearon como *proyectados* (año  $\beta$  de 5 a 8) para la revisión tarifaria del periodo inmediatamente anterior, todos en dólares de los Estados Unidos de América al 30 de junio de 2019 empleando la serie de PPI no desestacionalizado WPUFD41312.

$Q^1$  Volumen anual equivalente de crudo a transportar en barriles de petróleo.

$$Q^1 = \left[ \sum_{\beta=1}^4 \frac{Q_{\beta \text{ real}}}{(1+w)^{\beta-1}} + \sum_{\beta=5}^8 \frac{Q_{\beta \text{ proy}}}{(1+w)^{\beta-1}} \right] * \left[ w * \frac{(1+w)^{8-1}}{((1+w)^8 - 1)} \right]$$

$Q_{\beta \text{ real}}$  **Volumen transportado en el año tarifario  $\beta$  real.** Es el volumen en barriles de petróleo por año que fue efectivamente transportado en cada año del periodo tarifario (año  $\beta$  de 1 a 4).

$Q_{\beta \text{ proy}}$  **Volumen transportado en el año tarifario  $\beta$  proyectado.** Es el volumen en barriles de petróleo por año que se planteó como *proyectado* (año  $\beta$  de 5 a 8) para la revisión tarifaria del periodo inmediatamente anterior.

$CV^1$  **Costo variable de operación por barril de petróleo transportado.** En dólares de los Estados Unidos de América.

$$CV^1 = \frac{\left( \left[ \sum_{\beta=1}^4 \frac{CV_{\beta \text{ real}} * Q_{\beta \text{ real}}}{(1+w)^{\beta-1}} + \sum_{\beta=5}^8 \frac{CV_{\beta \text{ proy}} * Q_{\beta \text{ proy}}}{(1+w)^{\beta-1}} \right] * \left[ w * \frac{(1+w)^{8-1}}{((1+w)^8 - 1)} \right] \right) + a_{FA}}{Q^1}$$

- $CV_{\beta real}$  **Costos variables  $\beta$  reales.** Son los costos variables de operación del oleoducto que fueron efectivamente causados en cada año del periodo tarifario (año  $\beta$  de 1 a 4) en dólares de los Estados Unidos de América 30 de junio de 2019 aplicando la serie de PPI no desestacionalizado WPUFD41312.
- $CV_{\beta proy}$  **Costos variables  $\beta$  proyectados.** Son los costos variables de operación del oleoducto que se plantearon como *proyectados* (año  $\beta$  de 5 a 8) para la revisión tarifaria del periodo inmediatamente anterior, todos en dólares de los Estados Unidos de América al 30 de junio de 2019 empleando la serie de PPI no desestacionalizado WPUFD41312.
- $\alpha_{FA}$  **Aporte unitario al fondo de abandono.** Que se cobra por concepto de aportes al fondo de abandono del tramo, en dólares de los Estados Unidos de América a 30 de junio de 2019.
- $p$  **Número de años tarifarios del horizonte de proyección.** Es de 4 años o menor si la fijación o revisión tarifaria fue extemporánea.
- $\Phi_{\alpha}$  **Factor anual de actualización tarifaria en el año tarifario  $\alpha$**  Definida previamente en este anexo que permite llevar los precios de 30 de junio de 2019 a 30 de junio de 2023.
- $\alpha$  **Año tarifario del horizonte de proyección.** Número entero consecutivo entre 1 y máximo 4, en que  $\alpha = 1$  para el primer año tarifario del horizonte de proyección.
- $n$  **Vida económica regulatoria del tramo,** es el HIC expresado en años.
- $w$  **Tasa de descuento antes de impuesto.** Corresponde a la tasa de descuento utilizada en periodo inmediatamente anterior de 12.58%.

### Ingreso anual percibido / $I^{\tau}$

Es la cuota constante anual del ingreso efectivo que obtuvo el transportador por concepto del servicio de transporte, con base en: la tarifa fijada, las condiciones monetarias vigentes para el periodo tarifario 2019-2023 y los volúmenes de petróleo efectivamente transportados de cada año ( $Q_{\alpha}^1$ ), en el periodo tarifario citado.

Cálculo: según la siguiente fórmula:

(4)

$$I^{\tau} = \left[ \left( \sum_{\alpha=1}^p T_{\alpha}^* \cdot Q_{\alpha}^1 \cdot (1+w)^{1+p-\alpha} \right) \left( w \frac{(1+w)^{(4-1)}}{(1+w)^4 - 1} \right) \right], \forall \alpha = (1, 2, \dots, p)$$

Donde:

- $I^{\tau}$  **Ingreso anual percibido.** En dólares de los Estados Unidos de América de 30 de junio de 2023.
- $\alpha$  **Número entero consecutivo.** Entre 1 y 4, en que  $\alpha = 1$  para el primer año tarifario del horizonte de proyección y  $\alpha = 4$  para el último año tarifario del horizonte de proyección.
- $T_{\alpha}^*$  **Tarifa resultante para el trayecto en el año tarifario  $\alpha$**  Es la tarifa en dólares de los Estados Unidos de América por barril de petróleo resultante que obtuvo el transportador en cada año tarifario  $\alpha$ , al aplicar la tarifa del periodo tarifario, las condiciones monetarias vigentes para el trayecto y los volúmenes correspondientes efectivamente transportados en cada año tarifario  $\alpha$  y con cada condición monetarias aplicadas, que son publicados por el transportador en el BTO:

$$T_{\alpha}^* = \frac{[\sum C(T_0^1 + CM_{c_{i,\alpha}}^1) \cdot Q_{c_{i,\alpha}}^1]}{Q_{\alpha}^1}; \forall C_{\alpha} = \{c_{1,\alpha}, c_{2,\alpha}, \dots, c_{i,\alpha}, \dots\}$$

$T_0^1$  **La Tarifa vigente por barril de petróleo del trayecto.** Que fue fijada a dólares de los Estados Unidos de América de 30 de junio de 2019 e indexada al 30 de junio de 2023, así:

$$T_0^1 = T^0 * \prod_{\alpha}^4 (1 + \Phi_{\alpha})$$

$CM_{c_{i,\alpha}}^1$  **Las condiciones monetarias del contrato de transporte  $c_{i,\alpha}$**  Corresponden con el volumen efectivamente transportado  $Q_{c_{i,\alpha}}^1$  del mismo contrato de transporte  $c_{i,\alpha}$ , según el balance volumétrico, para todos los contratos de transporte  $\mathbb{C}_{\alpha} = \{c_{1,\alpha}, c_{2,\alpha}, \dots, c_{i,\alpha}, \dots\}$  ejecutados en cada año tarifario  $\alpha$  para cada remitente  $i$ , en dólares de los Estados Unidos de América a junio de 2023, actualizados así:

$$CM_{c_{i,\alpha}}^1 = CM_{c_{i,\alpha}} * \prod_{\alpha}^4 (1 + \Phi_{\alpha}).$$

$Q_{c_{i,\alpha}}^1$  **Los volúmenes efectivamente transportados  $Q_{c_{i,\alpha}}^1$**  Para cada contrato de transporte  $c_{i,\alpha}$  según el balance volumétrico, para todos los contratos de transporte  $\mathbb{C}_{\alpha} = \{c_{1,\alpha}, c_{2,\alpha}, \dots, c_{i,\alpha}, \dots\}$  ejecutados en cada año tarifario  $\alpha$  para cada remitente  $i$ , tal que  $\sum_{\mathbb{C}} Q_{c_{i,\alpha}}^1 = Q_{\alpha}^1$

$\Phi_{\alpha}$  **Factor anual de actualización tarifaria en el año tarifario  $\alpha$**  Definido al comienzo de este anexo.

$Q_{\alpha}^1$  **Volumen efectivamente transportado en cada año.**

$w$  **Tasa de descuento antes de impuesto.** Corresponde a la tasa de descuento utilizada en periodo inmediatamente anterior de 12.58%.

### Ingreso anual proyectado $I^{\varepsilon}$

Es la cuota constante anual del ingreso que el transportador proyectó obtener por concepto del servicio de transporte en el período tarifario anterior, 2019-2023, con base en la tarifa fijada por la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía para ese periodo y los volúmenes de petróleo que el transportador proyectó para esa revisión tarifaria ( $Q^0$ ).

Cálculo: según la siguiente fórmula:

(5)

$$I^{\varepsilon} = \left[ \left( T^0 \prod_{\alpha=1}^p (1 + \Phi_{\alpha}) \sum_{\alpha=1}^p Q_{\alpha}^0 \cdot (1 + w)^{1+p-\alpha} \right) \left( w \frac{(1 + w)^{(4-1)}}{(1 + w)^4 - 1} \right) \right], \forall \alpha = (1, 2, \dots, p)$$

Donde:

$I^{\varepsilon}$  **Ingreso anual proyectado** En dólares de los Estados Unidos de América a 30 de junio de 2023.

$T^0$  **Tarifa vigente para el trayecto en el periodo 2019-2023,** en dólares de los Estados Unidos de América por barril a 30 de junio de 2019.

$Q_{\alpha}^0$  **Volumen proyectado en el año tarifario  $\alpha$**  Es el volumen en barriles de petróleo por año que el transportador reportó como proyectado en documento para el inicio del periodo tarifario 2019-2023 y con el cual se fijó la Tarifa de transporte.

$\Phi_{\alpha}$  **Factor anual de actualización tarifaria en el año tarifario  $\alpha$**  Definido al inicio de este anexo.

$\alpha$  **Número entero consecutivo** entre 1 y  $p$ , en que  $\alpha = 1$  para el primer año tarifario del horizonte de proyección y  $\alpha = p$  para el último año tarifario del horizonte de proyección.



- p* **Número de años tarifarios del horizonte de proyección.** Será igual al número de años del periodo tarifario anterior al año de cálculo, el cual fue de cuatro (4) años o aquellos que restaron de ese periodo.
- w* **Tasa de descuento antes de impuesto.** Corresponde a la tasa de descuento utilizada en periodo inmediatamente anterior de 12.58%.

## ANEXO 6 - COSTO DE REPOSICIÓN DEPRECIADO CRD

### 1. INTRODUCCIÓN

El presente anexo técnico tiene por objeto ilustrar la metodología de valoración de oleoductos por costo de reposición depreciado o CRD.

La información acá consignada es la más actualizada disponible para cada uno de los componentes del cálculo de CRD, a medida que las fuentes existentes o nuevas permitan tener una mejor información, el Ministerio de Minas y Energía podrá actualizarlo mediante documento técnico.

Esta metodología se plantea para que sea desarrollada por etapas, en esta metodología se contemplan las características de diámetros NPS de oleoductos existentes en el momento, de llegar a requerir diámetros adicionales se deberá realizar interpolación, pero usando los diámetros exteriores de las tuberías.

En la primera etapa se toma en consideración que un sistema puede estar definido por trayectos y cada trayecto puede estar compuesto por tramos que se definen por su diámetro NPS (Nominal Pipe Size) en pulgadas y a su longitud de tendido sin incluir las longitudes de cruces especiales de ese tramo.

Seguidamente, como segunda etapa, se afecta por factores constructivos de complejidad que se presente en proporción a la longitud total del tramo sin cruces especiales, estos factores consideran:

1. Tipo de suelo
2. Cobertura vegetal
3. Localidades sobre las que se tiende el oleoducto
4. Pendiente
5. Media ladera
6. Ocupación del terreno
7. Método por Doble junta

Adicional, a estos factores se incluye la afectación por variación en el costo del combustible empleado en la maquinaria para la construcción respecto al costo de referencia establecido.

Como tercera etapa, los cruces especiales de cada tramo se valoran por separado y de acuerdo con la longitud que presente en el trazado del tramo respectivo, se consideran los siguientes tipos de cruces:

1. Ataguías
2. Sumideros y Zanjas
3. Sistemas de aspiración
4. Húmedos
5. Perforación horizontal dirigida
6. Sísmicos
7. Aéreos

Los cruces, excepto los aéreos, se valoran sobre la sumatoria de longitudes de segmentos validos con estas características que se encuentren presentes sobre el trazado del tramo. En el caso de cruces aéreos, dada sus características constructivas, requiere que cada uno de los cruces se valoren de forma independiente por su respectiva distancia de cruce.

A los componentes de costo del ducto y de los cruces se les afecta por un sobreprecio debido a costo Sociales Ambientales y de Contingencia, denominados SAC, sobreprecio definido como porcentaje del valor del tubo tendido o cruce especial.

Para el caso de los componentes de bombeo se valora a partir de la capacidad de bombeo y para almacenamiento, a partir de su capacidad volumétrica instalada.

Los costos de cada una de las partes del sistema se llevan desde la fecha de referencia al mes y año para el que se considera la valoración, empleando índices económicos y los porcentajes de componentes de costo (materiales, mano de obra y misceláneos) obteniendo así el valor de reposición a nuevo del sistema.

Para llegar al cálculo del CRD, el valor de reposición a nuevo se afecta por el demérito, para lo cual se consideran tres componentes:

- **Obsolescencia funcional:** relativa a la valoración de la infraestructura que tiene por su capacidad de diseño vs su valoración por el desaprovechamiento de la capacidad debido a un menor factor de utilización, este se calcula sobre el tubo y se aplica a la totalidad de los componentes.
- **Obsolescencia económica:** relativa al porcentaje de disfrute económico que le resta al activo de acuerdo con su vida remanente.
- **Deterioro físico y vida transcurrida:** considera el porcentaje de vida transcurrido, su estado operativo y el valor de salvamento de los activos conforme a la metodología de Ross & Heidecke.

## **2. VALORACIÓN DE REPOSICIÓN A NUEVO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE**

El sistema se valora por las partes principales de cada uno de sus tramos de un trayecto, se consideran partes: el ducto sin cruces especiales, los cruces especiales que se tenga el tramo, los sistemas de bombeo y el almacenamiento, todos los costos de las partes se actualizan mediante índices al precio de reposición a la fecha que se requiere valorar.

### **2.1. VALORACIÓN DEL DUCTO SIN CRUCES ESPECIALES**

El ducto se valora inicialmente para condiciones de mínima complejidad lo que implica también no considerar cruces especiales. Esta condición de mínima complejidad se afecta posteriormente por los factores de complejidad constructiva y por la variación en el costo de combustible con respecto a la referencia utilizada.

#### **2.1.1. VALORACIÓN DE TENDIDO BASE**

Esta primera etapa de la valoración busca obtener el costo base o CB y se realiza para cada uno de los tramos que se diferencian por su diámetro NPS (Nominal Pipe Size) especificado en pulgadas y su longitud en metros sin incluir cruces especiales. El diámetro y longitud deben ser ubicados en la Tabla 1 de costo específico por metro lineal según diámetro NPS y distancia correspondiente.

La tabla incluye costos para diámetros NPS entre 2 y 48 pulgadas y distancias lineales que van desde los 100 metros hasta los 300.000 metros. Para las distancias intermedias se interpolan según el rango y para distancias mayores a 300.000 metros se asumirá el costo específico por metro según su diámetro del último rango (300.000 m).

**Tabla 1. Costo Específico Según Distancia de Tendido de Tubería y Diámetro NPS (USD\$/metro lineal)**

Longitud (m)	2"	4"	6"	8"	10"	12"	14"	16"	18"	20"	24"	30"	36"	42"	48"
100	419	458	571	614	708	800	927	1,028	1,084	1,130	1,214	1,406	1,538	1,687	1,853
200	342	450	553	595	697	656	697	727	767	848	923	1,035	1,149	1,278	1,423
500	326	447	550	586	663	627	651	667	703	792	865	961	1,071	1,196	1,337
800	320	445	550	584	645	616	632	643	678	769	842	932	1,040	1,163	1,302
1000	317	445	549	583	597	610	623	631	665	758	830	917	1,024	1,146	1,285
5000	163	276	387	436	451	475	486	492	545	660	768	921	1,070	1,246	1,454
10000	118	236	340	395	417	448	458	463	524	647	776	950	1,126	1,338	1,593
20000	73	160	209	252	321	378	412	441	489	608	729	882	1,047	1,247	1,487
30000	NA	159	206	243	288	333	394	437	482	601	712	867	1,028	1,223	1,456
50000	NA	167	204	240	274	315	387	431	480	598	729	861	1,021	1,213	1,444
70000	NA	130	153	182	202	232	292	342	421	498	601	725	859	1,041	1,239
100000	NA	112	124	140	165	191	244	291	369	448	537	657	778	955	1,137
130000	NA	96	108	123	142	165	213	255	323	392	470	575	682	829	987
150000	NA	86	97	111	126	147	193	230	292	355	426	521	618	744	886
180000	NA	79	89	103	114	134	178	213	271	329	394	483	572	684	815
200000	NA	73	84	96	106	125	167	200	254	309	371	454	538	639	761
230000	NA	71	80	93	102	120	160	192	245	297	357	436	517	614	732
250000	NA	68	77	89	98	115	154	184	235	285	342	419	496	590	702
280000	NA	64	73	85	93	110	147	176	223	272	326	398	472	561	668
300000	NA	61	70	81	89	104	140	167	213	259	310	379	450	535	637

Fuente: Lamberson 2015, precios en dólares de los Estados Unidos de América a septiembre de 2015.

El Costo Base o CB se obtiene multiplicando el costo específico por los metros lineales de cada tramo del caso particular.

### 2.1.2. VALORACIÓN DE COMPLEJIDADES CONSTRUCTIVAS

Los factores representan diferentes retos constructivos, por requerimientos de equipamiento, rendimientos, factores de seguridad de los materiales o técnicas de construcción (Lamberson 2014), los expresados en esta metodología se calculan a partir del reporte de Lamberson de 2015, en la información subsiguiente el factor se recalculó reportando por su afectación por metro lineal de ocurrencia de la variable de complejidad constructiva.

Para las definiciones de estas complejidades se emplean las planteadas en la resolución CREG 175 de 2021 y 705\_002 de 2022 y por entidades como la National Energy Board de Canadá.

Las complejidades constructivas se afectan por 30 variables agrupadas en los siguientes siete tipos de complejidades:

#### Complejidad por Tipo de Suelo

Se refiere al sustrato físico sobre el que se realiza el tendido del ducto. Se incluyen tres tipos de suelo.

**Arcilloso:** que es el suelo de referencia del caso base, se refiere al tipo de suelo cohesivo con una resistencia compresiva igual o superior a 1,5 toneladas por pie cuadrado (144kPa). Se incorporan en la Fórmula 1 los siguientes elementos:

- % de longitud variable<sub>1</sub> = Longitud del tramo en suelo arcilloso / Longitud total del tramo.
- Factor de afectación por la Variable<sub>1</sub> = Factor de afectación por tipo de suelo arcilloso según el diámetro NPS de tubería de acuerdo con la Tabla 2. Para este caso particular siempre es 1.

**Arenoso:** se refiere al tipo de suelo cohesivo con una resistencia compresiva igual o superior a 1,5 toneladas por pie cuadrado (144kPa). Se incorporan en la Fórmula 1 los siguientes elementos:

- % de longitud variable<sub>2</sub> = Longitud del tramo en suelo arenoso/Longitud total del tramo.
- Factor de afectación por la variable<sub>2</sub> = Factor de afectación por tipo de suelo arenoso según el diámetro NPS de tubería de acuerdo con la Tabla 2.

**Rocoso:** Tipo de suelo que presenta roca en camas solidas o masas, en su formación original. Se incorporan en la Fórmula 1 los siguientes elementos:

- % de longitud variable<sub>3</sub> = Longitud del tramo en suelo rocoso/Longitud total del tramo.
- Factor de afectación por la Variable<sub>3</sub> = Factor de afectación por tipo de suelo rocoso según el diámetro NPS de tubería de acuerdo con la Tabla 2.

**Tabla 2. Factores de afectación por tipo de suelo y diámetro NPS de tubería.**

Diámetro (NPS)	Arcilloso	Arenoso	Rocoso
2"	1,0000	1,2600	1,6700
4"	1,0000	1,2700	1,6900
6"	1,0000	1,2700	1,6900
8"	1,0000	1,2700	1,6900
10"	1,0000	1,2800	1,7000
12"	1,0000	1,2800	1,7000
14"	1,0000	1,2800	1,7000
16"	1,0000	1,2900	1,7100
18"	1,0000	1,3000	1,7100
20"	1,0000	1,3100	1,7300
24"	1,0000	1,3300	1,7500
30"	1,0000	1,3700	1,7800
36"	1,0000	1,4000	1,8100
42"	1,0000	1,4200	1,8600
48"	1,0000	1,4500	1,9100

Fuente: Cálculo propio del Ministerio de Minas y Energía a partir de Lamberson 2015.

### **Complejidad por Cobertura vegetal**

Afectación en las complejidades constructivas en el trazado, a causa de la cobertura de vegetación predominante en la zona de tendido, apoyo o construcción del tramo. Se presentan ocho clases:

**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 heliofanía y al estrés del frío glacial. Se incorporan en la Fórmula 1 los siguientes elementos:

- % de longitud variable<sub>4</sub> = Longitud del tramo en tundra/Longitud total del tramo.
- Factor de afectación por la variable<sub>4</sub> = Factor de afectación por cobertura vegetal tundra según el diámetro NPS de tubería de acuerdo con la Tabla 3.

**Bosque Templado:** Es un bioma de clima templado y lluvioso, con estación seca. Se incorporan en la Fórmula 1 los siguientes elementos:

- % de longitud variable<sub>5</sub> = Longitud del tramo en Bosque Templado/Longitud total del tramo.
- Factor de afectación por la variable<sub>5</sub> = Factor de afectación por cobertura vegetal bosque templado según el diámetro NPS de tubería de acuerdo con la Tabla 3.

**Selva Subtropical:** 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. Se incorporan en la Fórmula 1 los siguientes elementos:

- % de longitud variable<sub>6</sub> = Longitud del tramo en selva subtropical /Longitud total del tramo.
- Factor de afectación por la variable<sub>6</sub> = Factor de afectación por cobertura vegetal selva subtropical según el diámetro NPS de tubería de acuerdo con la Tabla 3.

**Desierto Árido:** Zona donde las precipitaciones casi nunca superan los 250 milímetros al año y el terreno es árido. Se incorporan en la Fórmula 1 los siguientes elementos:

- % de longitud variable<sub>7</sub> = Longitud del tramo en desierto árido /Longitud total del tramo.
- Factor de afectación por la variable<sub>7</sub> = Factor de afectación por cobertura vegetal desierto árido según el diámetro NPS de tubería de acuerdo con la Tabla 3. Para este caso particular siempre es 1.

**Estepa seca:** Zonas donde llueve menos de 200 mm anuales. 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 periodos de estiaje. Se incorporan en la Fórmula 1 los siguientes elementos:

- % de longitud variable<sub>8</sub> = Longitud del tramo en estepa seca /Longitud total del tramo.
- Factor de afectación por la variable<sub>8</sub> = Factor de afectación por cobertura vegetal estepa seca según el diámetro NPS de tubería de acuerdo con la Tabla 3.

**Sabana:** Zonas de transición entre bosques y estepas. Se extiende en zonas de clima cálido a templado. Combina características del bosque y del pastizal. Se incorporan en la Fórmula 1 los siguientes elementos:

- % de longitud variable<sub>9</sub> = Longitud del tramo en sabana /Longitud total del tramo.
- Factor de afectación por la variable<sub>9</sub> = Factor de afectación por cobertura vegetal sabana según el diámetro NPS de tubería de acuerdo con la Tabla 3.

**Selva Tropical:** 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. Se incorporan en la Fórmula 1 los siguientes elementos:

- % de longitud variable<sub>10</sub> = Longitud del tramo en selva tropical /Longitud total del tramo.
- Factor de afectación por la variable<sub>10</sub> = Factor de afectación por cobertura vegetal selva tropical según el diámetro NPS de tubería de acuerdo con la Tabla 3.

**Tundra Alpina:** 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. Se incorporan en la Fórmula 1 los siguientes elementos:

- % de longitud variable<sub>11</sub> = Longitud del tramo en tundra alpina /Longitud total del tramo.



- Factor de afectación por la variable<sub>11</sub> = Factor de afectación por cobertura vegetal tundra alpina según el diámetro NPS de tubería de acuerdo con la Tabla 3.

**Tabla 3. Factores de afectación por cobertura vegetal y por diámetro NPS de tubería.**

Diámetro (NPS)	Tundra	Bosque Templado	Selva Sub-tropical	Desierto Árido	Estepa Seca	Sabana	Selva Tropical	Tundra Alpina
2"	2,03	1,24	1,71	1,00	1,00	1,05	2,17	1,41
4"	2,04	1,25	1,71	1,00	1,00	1,05	2,17	1,41
6"	2,05	1,25	1,71	1,00	1,00	1,05	2,17	1,41
8"	2,05	1,25	1,71	1,00	1,00	1,05	2,17	1,41
10"	2,06	1,25	1,71	1,00	1,00	1,05	2,17	1,42
12"	2,06	1,25	1,71	1,00	1,00	1,05	2,17	1,42
14"	2,07	1,25	1,71	1,00	1,00	1,05	2,17	1,42
16"	2,08	1,26	1,72	1,00	1,00	1,05	2,18	1,42
18"	2,09	1,26	1,72	1,00	1,00	1,05	2,18	1,42
20"	2,09	1,26	1,72	1,00	1,00	1,06	2,18	1,43
24"	2,09	1,26	1,72	1,00	1,00	1,06	2,18	1,43
30"	2,10	1,27	1,72	1,00	1,00	1,07	2,20	1,43
36"	2,10	1,27	1,73	1,00	1,00	1,07	2,22	1,45
42"	2,12	1,29	1,73	1,00	1,00	1,08	2,23	1,46
48"	2,12	1,29	1,74	1,00	1,00	1,08	2,25	1,48

Fuente: Cálculo propio del Ministerio de Minas y Energía a partir de Lamberson 2015.

### **Complejidad por Clase de Localidad**

Este factor se relaciona con la densidad de población y sensibilidad del ambiente que se encuentra en la zona de influencia del tramo definido para el sector, entre otros por la National Energy Board -NEB pipelines regulations. Las cuatro clases definidas son:

**Localidad clase 1:** Zona con 10 o menos viviendas. Se incorporan en la Fórmula 1 los siguientes elementos:

- % de longitud variable<sub>12</sub> = Longitud del tramo en clase 1 /Longitud total del tramo.
- Factor de afectación por la variable<sub>12</sub> = Factor de afectación por tipo de localidad clase 1 según el diámetro NPS de tubería de acuerdo con la Tabla 4. Este caso particular es siempre 1.

**Localidad clase 2:** Zona con 11 a 45 viviendas, construcción o área externa con 20 o más personas durante uso normal (área recreativa) o una industria como una planta química. Se incorporan en la Fórmula 1 los siguientes elementos:

- % de longitud variable<sub>13</sub> = Longitud del tramo en clase 2 /Longitud total del tramo.
- Factor de afectación por la variable<sub>13</sub> = Factor de afectación por tipo de localidad clase 2 según el diámetro NPS de tubería de acuerdo con la Tabla 4.

**Localidad clase 3:** zona con 46 o más residencias. Se incorporan en la Fórmula 1 los siguientes elementos:

- % de longitud variable<sub>14</sub> = Longitud del tramo en clase 3 /Longitud total del tramo.
- Factor de afectación por la variable<sub>14</sub> = Factor de afectación por tipo de localidad clase 3 según el diámetro NPS de tubería de acuerdo con la Tabla 4.

**Localidad clase 4:** zona mayormente de apartamentos, edificios con cuatro o más pisos. Se incorporan en la Fórmula 1 los siguientes elementos:

- % de longitud variable<sub>15</sub> = Longitud del tramo en clase 4 /Longitud total del tramo.

- Factor de afectación por la variable<sub>15</sub> = Factor de afectación por tipo de localidad clase 4 según el diámetro NPS de tubería de acuerdo con la Tabla 4.

**Tabla 4. Factores de afectación por tipo de localidad y por diámetro NPS de tubería.**

Diámetro (NPS)	Localidad Clase 1	Localidad Clase 2	Localidad Clase 3	Localidad Clase 4
2"	1,0000	1,0000	1,1000	1,1050
4"	1,0000	1,0000	1,1100	1,1200
6"	1,0000	1,0100	1,1100	1,1250
8"	1,0000	1,0150	1,1100	1,1250
10"	1,0000	1,0150	1,1250	1,1350
12"	1,0000	1,0400	1,1300	1,1700
14"	1,0000	1,0400	1,1350	1,1800
16"	1,0000	1,0450	1,1450	1,2000
18"	1,0000	1,0450	1,1450	1,2250
20"	1,0000	1,0500	1,1700	1,2500
24"	1,0000	1,0550	1,1800	1,2700
30"	1,0000	1,0550	1,1950	1,2950
36"	1,0000	1,1050	1,2650	1,3950
42"	1,0000	1,1400	1,3050	1,4200
48"	1,0000	1,1700	1,3600	1,4550

Fuente: Cálculo propio del Ministerio de Minas y Energía a partir de Lamberson 2015.

### **Complejidad por Inclinación de las Pendientes**

Factor que contempla la complejidad en el trazado relacionada con la inclinación de la topografía, categorizándolo en rangos de acuerdo con sus pendientes.

**0% ≤ Pendiente ≤ 5%:** que describe la inclinación del trazado que se emplea en el caso base de mínima complejidad por lo que corresponde a un factor de 1 y que al incluir permite junto con los rangos adicionales cubrir el 100% de la longitud del tramo. Se incorporan en la Fórmula 1 los siguientes elementos:

- % de longitud variable<sub>16</sub> = Longitud del tramo en rango de pendiente 0% ≤ Pendiente ≤ 5% / Longitud total del tramo.
- Factor de afectación por la variable<sub>16</sub> = Factor de afectación por rango de pendiente 0% ≤ Pendiente ≤ 5%, en este caso particular es siempre 1.

**5% < Pendiente ≤ 10%:** Se incorporan en la Fórmula 1 los siguientes elementos:

- % de longitud variable<sub>17</sub> = Longitud del tramo en rango de pendiente 5% < Pendiente ≤ 10% / Longitud total del tramo.
- Factor de afectación por la variable<sub>17</sub> = Factor de afectación en el rango de pendiente 5% < Pendiente ≤ 10% según el diámetro NPS de tubería de acuerdo con la Tabla 5.

**10% < Pendiente ≤ 15%:** Se incorporan en la Fórmula 1 los siguientes elementos:

- % de longitud variable<sub>18</sub> = Longitud del tramo en el rango de pendiente 10% < Pendiente ≤ 15% / Longitud total del tramo.
- Factor de afectación por la variable<sub>18</sub> = Factor de afectación por rango de pendiente 10% < Pendiente ≤ 15% según el diámetro NPS de tubería de acuerdo con la Tabla 5.

**15% < Pendiente ≤ 20%:** Se incorporan en la Fórmula 1 los siguientes elementos:

- % de longitud variable<sub>19</sub> = Longitud del tramo en rango de pendiente 15% < Pendiente ≤ 20% / Longitud total del tramo.
- Factor de afectación por la variable<sub>19</sub> = Factor de afectación en el rango de pendiente 15% < Pendiente ≤ 20% según el diámetro NPS de tubería de acuerdo con la Tabla 5.

**20% < Pendiente ≤ 25%:** Se incorporan en la Fórmula 1 los siguientes elementos:

- % de longitud variable<sub>20</sub> = Longitud del tramo en rango de pendiente 20% < Pendiente ≤ 25% / Longitud total del tramo.
- Factor de afectación por la variable<sub>20</sub> = Factor de afectación en el rango de pendiente 20% < Pendiente ≤ 25% según el diámetro NPS de tubería de acuerdo con la Tabla 5.

**>25%:** Se incorporan en la Fórmula 1 los siguientes elementos:

- % de longitud variable<sub>21</sub> = Longitud del tramo en rango de pendiente > 25% / Longitud total del tramo.
- Factor de afectación por la variable<sub>21</sub> = Factor de afectación en el rango de pendiente <25% según el diámetro NPS de tubería de acuerdo con la Tabla 5.

**Tabla 5. Factores de afectación por rango de pendiente y por diámetro NPS de tubería.**

Diámetro (NPS)	5%-10%	10%-15%	15%-20%	20%-25%	> 25%
2"	1,7500	2,2000	2,8000	3,7000	3,9500
4"	1,7500	2,2500	2,8500	3,7500	4,0000
6"	1,8000	2,3500	2,9500	3,8000	4,0500
8"	1,8000	2,3500	2,9500	3,8000	4,0500
10"	1,8000	2,3500	2,9500	3,8000	4,0500
12"	1,8000	2,4000	3,0000	3,8500	4,1000
14"	1,8000	2,4000	3,0000	3,8500	4,1000
16"	1,8500	2,4500	3,0500	3,9000	4,1500
18"	1,9000	2,5000	3,1000	3,9500	4,2000
20"	1,9500	2,5500	3,1500	4,0000	4,2500
24"	2,0000	2,6000	3,2000	4,0500	4,3000
30"	2,0500	2,6500	3,2500	4,1000	4,3500
36"	2,1000	2,7000	3,3000	4,2000	4,4500
42"	2,1500	2,7500	3,3500	4,2500	4,5000
48"	2,2500	2,8500	3,4500	4,4000	4,6500

Fuente: Cálculo propio del Ministerio de Minas y Energía a partir de Lamberson 2015.

### **Complejidad por Sección a Media Ladera**

Variable que contempla la complejidad en el trazado relacionada con el tendido de la tubería de acuerdo con la inclinación de la ladera sobre la que se dispone el tubo. Se incluyen cuatro clases y cada porción de longitud de tramo debe ubicarse en la clase que más se ajuste a la complejidad descrita:

**Sin media ladera:** Que describe al caso base y se referencia con un factor de complejidad de 1. Se incorporan en la Fórmula 1 los siguientes elementos:

- % de longitud variable<sub>22</sub> = Longitud del tramo sin tendido en media ladera /Longitud total del tramo.
- Factor de afectación por la variable<sub>22</sub> = Factor de afectación sin tendido en media ladera, en este caso particular es siempre 1.

**15%:** Se incorporan en la Fórmula 1 los siguientes elementos:

- % de longitud variable<sub>23</sub> = Longitud del tramo en media ladera de 15% /Longitud total del tramo.
- Factor de afectación por la variable<sub>23</sub> = Factor de afectación en media ladera de 15% según el diámetro NPS de tubería de acuerdo con la Tabla 6.

**25%:** Se incorporan en la Fórmula 1 los siguientes elementos:

- % de longitud variable<sub>24</sub> = Longitud del tramo en media ladera de 25% /Longitud total del tramo.
- Factor de afectación por la variable<sub>24</sub> = Factor de afectación en media ladera de 25% según el diámetro NPS de tubería de acuerdo con la Tabla 6.

**35%:** Se incorporan en la Fórmula 1 los siguientes elementos:

- % de longitud variable<sub>25</sub> = Longitud del tramo en media ladera de 35% /Longitud total del tramo.
- Factor de afectación por la variable<sub>25</sub> = Factor de afectación en media ladera de 35% según el diámetro NPS de tubería de acuerdo con la Tabla 6.

**Tabla 6. Factores de afectación por media ladera y por diámetro NPS de tubería.**

Diámetro (NPS)	15%	25%	35%
2"	2,3163	2,6326	3,0390
4"	1,3847	1,4731	1,6475
6"	1,2836	1,3536	1,4910
8"	1,2686	1,3297	1,4503
10"	1,2360	1,2892	1,3930
12"	1,2039	1,2535	1,3564
14"	1,1638	1,2038	1,2870
16"	1,1716	1,2062	1,2786
18"	1,1242	1,1532	1,2142
20"	1,1381	1,1633	1,2168
24"	1,1398	1,1611	1,2099
30"	1,2606	1,2783	1,3197
36"	1,2934	1,3081	1,3430
42"	1,2939	1,3060	1,3355
48"	1,2276	1,2425	1,2673

Fuente: Cálculo propio del Ministerio de Minas y Energía a partir de estudio Tipiel S.A 2017

### **Complejidad por Ocupación del terreno**

Variable que contempla la complejidad en el trazado relacionada con el tendido de la tubería de acuerdo con la ocupación del terreno y los retos constructivos que esto implica.

**Terreno libre:** Describe el caso base donde se presenta mínima complejidad y contempla por ende presenta un factor de ajuste de 1. Se incorporan en la Fórmula 1 los siguientes elementos:

- % de longitud variable<sub>26</sub> = Longitud del tramo en terreno libre /Longitud total del tramo.
- Factor de afectación por la variable<sub>26</sub> = Factor de afectación por ocupación de terreno libre, en este caso particular es siempre 1.

**Terreno Cultivado:** Terrenos en donde hay cultivos con técnicas de riego y tubos de drenaje. Se incorporan en la Fórmula 1 los siguientes elementos:

- % de longitud variable<sub>27</sub> = Longitud del tramo en terreno cultivado /Longitud total del tramo.
- Factor de afectación por la variable<sub>27</sub> = Factor de afectación por ocupación de terreno cultivado según el diámetro NPS de tubería de acuerdo con la Tabla 7.

**Área Congestionada:** Se refiere a que en el área de tendido se puede presentar congestión de infraestructura por cuanto pueden converger varios ductos que implica un manejo especial. Se incorporan en la Fórmula 1 los siguientes elementos:

- % de longitud variable<sub>28</sub> = Longitud del tramo en área congestionada /Longitud total del tramo.
- Factor de afectación por la variable<sub>28</sub> = Factor de afectación por ocupación de área congestionada según el diámetro NPS de tubería de acuerdo con la Tabla 7.

**Tabla 7. Factores de afectación por ocupación y por diámetro NPS de tubería.**

Diámetro (NPS)	Factor por Terreno Cultivado	Factor por Área Congestionada
2"	1,1500	1,5800
4"	1,1500	1,5800
6"	1,1500	1,6900
8"	1,1500	1,8100
10"	1,1600	2,0100
12"	1,1700	2,2400
14"	1,1700	2,4000
16"	1,1700	2,6200
18"	1,1800	2,7500
20"	1,1900	2,9100
24"	1,1900	3,1800
30"	1,2100	3,5800
36"	1,2400	4,0200
42"	1,2800	4,3800
48"	1,3300	4,7500

Fuente: Cálculo propio del Ministerio de Minas y Energía a partir de Lamberson 2015.

### **Complejidad por Unión de Tubería por Método de Doble Junta**

Esta variable se refiere a si el método constructivo se realiza con la técnica de doble junta o en su defecto mediante junta sencilla.

**Junta sencilla:** Unión por tubos sencillos que se identifica como el caso base constructivo y que implica un factor de 1. Se incorporan en la Fórmula 1 los siguientes elementos:

- % de longitud variable<sub>29</sub> = Longitud del tramo en junta sencilla / Longitud total del tramo.
- Factor de afectación por la variable<sub>29</sub> = Factor de afectación por junta sencilla, en este caso particular es siempre 1.

**Doble junta:** Unión de tubos a doble longitud considerando las implicaciones logísticas e incremento del rendimiento que acarrea este método constructivo. Se incorporan en la Fórmula 1 los siguientes elementos:

- % de longitud variable<sub>30</sub> = Longitud del tramo en doble junta / Longitud total del tramo.
- Factor de afectación por la variable<sub>30</sub> = Factor de afectación por método doble junta según el diámetro NPS de tubería de acuerdo con la Tabla 8.

**Tabla 8. Factores de afectación por método doble junta y por diámetro NPS de tubería.**

Diámetro (NPS)	Factor por Doble Junta
2"	1,0090
4"	1,0090
6"	1,0090
8"	0,9900
10"	0,9850
12"	0,9700
14"	0,9620
16"	0,9510
18"	0,9480
20"	0,9420
24"	0,9360
30"	0,9250
36"	0,9050
42"	0,8970
48"	0,8900

Fuente: Lamberson 2015.

### 2.1.3. APLICACIÓN DE LOS FACTORES CONSTRUCTIVOS

Para llevar el ducto estimado de condiciones base a condiciones de complejidad constructiva se aplica el factor constructivo:

#### Fórmula 1

$$\text{Factor de Complejidad FC} = \frac{\sum_{i=1}^{30} \% \text{ de longitud variable}_i * \text{Factor de afectación por la Variable}_i}{\sum_{i=1}^{30} \% \text{ de longitud variable}_i}$$

Donde:

**Variable<sub>i</sub>**; Se refiere a cada una de las 30 condiciones de complejidad constructiva señalados anteriormente.

**% de longitud variable<sub>i</sub>**; Proporción de la longitud afectada por la variable<sub>i</sub> definida así:

$$[\text{Longitud tramo con la variable}_i / \text{Longitud total del tramo}]$$



**Factor de afectación por la Variable:** Se refiere al valor del factor de afectación resultante del análisis de cada una de las complejidades conforme a lo señalado anteriormente.

#### 2.1.4. AFECTACIÓN POR VARIACIÓN DEL COSTO DEL COMBUSTIBLE

Lamberson propuso en su reporte incluir el impacto por incremento de un dólar/ galón del precio del combustible que se emplea en la maquinaria de construcción, donde su precio de base es de US\$4,5/galón.

En Colombia se toma por referencia el precio del diesel en Bogotá ajustado por un factor de escalamiento para reflejarlo a las zonas de instalación. Para llevar el precio de la referencia Bogotá a costo de zona de instalación, con base en la información disponible en SICOM y en el análisis interno realizado, se considera que el sobre precio máximo del diesel en las Estaciones de servicio- EDS en los departamentos productores de petróleo con respecto al diesel en Bogotá es de 1,3410.

##### Fórmula 2

$$\text{Diesel US\$/gal} = 1,3410 * \text{COP\$/galón\_diesel\_Bogotá/TRM promedio mes.}$$

Para obtener el valor del ducto final conforme a la Fórmula 10, debe calcularse el factor por combustible *FF*, aplicando la siguiente ecuación con los datos de la Tabla 9 según el diámetro NPS del ducto:

##### Fórmula 3

$$FF = 1 + [(\text{Diesel USD\$/gal} - 4,5) * (\text{Fuel costs factor} - 1)].$$

**Tabla 9. Factor de afectación por variación en un dólar por galón del combustible**

Diámetro (NPS)	Fuel Costs Factor
2"	1,0340
4"	1,0350
6"	1,0390
8"	1,0420
10"	1,0450
12"	1,0480
14"	1,0480
16"	1,0490
18"	1,0500
20"	1,0520
24"	1,0540
30"	1,0980
36"	1,1360
42"	1,1760
48"	1,2170

Fuente: Lamberson 2015.

#### 2.2. VALORACIÓN DE CRUCES ESPECIALES

Los cruces especiales representan otra complejidad constructiva, por lo que se valoran según su longitud de ocurrencia y el diámetro NPS.

Se incorpora en la valoración según la longitud en metros (m) del tramo que cuenta con este tipo de obras construidas.

Para los siguientes casos se pueden agregar las distancias de cada segmento que se encuentre con esta condición de cruce siempre y cuando sean mayores a 30 metros o según el requerimiento específico y hasta 5.000 metros cada uno. Los tipos de cruces se definen a continuación según lo referido en las resoluciones CREG 175 de 2021 y 705\_002 de 2022.

**Ataguías variable:** Sistema de elementos hincados en el terreno con piezas de contención, con el fin de proteger en la excavación por debajo del nivel freático en áreas confinadas, 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.

**Sumideros y zanjas variable:** 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.

**Sistema de aspiración:** 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.

**Cruces húmedos:** Técnica usada 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.

**Perforación horizontal:** Instalación de una tubería a través de la perforación horizontal direccionada (HDD). Para esta metodología se define una distancia mínima que depende del diámetro y se refiere en la Tabla 10, en la columna *Límite Inferior en Metros, HDD*, de ser la longitud inferior al límite ahí descrito, este valor no será considerado.

**Cruce sísmico:** Técnica para cruce de falla geológica durante la construcción.

**Tabla 10. Costo en dólares por metro lineal por tipo de cruce especial y diámetro NPS**

Diámetro (NPS)	Ataguías	Sumideros y Zanjas	Sistema de Aspiración	Cruces húmedos	Perforación Horizontal Dirigida	Límite inferior en metros, HDD	Cruce sísmico
2"	\$203	\$140	\$140	\$946	\$141	30	\$378
4"	\$265	\$200	\$200	\$1,026	\$162	30	\$422
6"	\$307	\$240	\$240	\$1,203	\$196	30	\$462
8"	\$344	\$275	\$275	\$1,256	\$217	30	\$499
10"	\$382	\$312	\$312	\$1,317	\$261	45	\$538
12"	\$423	\$351	\$351	\$1,464	\$446	45	\$576
14"	\$499	\$426	\$426	\$1,620	\$526	45	\$653
16"	\$574	\$500	\$500	\$1,844	\$590	60	\$704
18"	\$649	\$573	\$573	\$2,029	\$677	60	\$776
20"	\$744	\$667	\$667	\$2,316	\$749	60	\$838
24"	\$905	\$824	\$824	\$2,698	\$874	60	\$986
30"	\$1,178	\$1,092	\$1,092	\$3,521	\$1,040	75	\$1,150
36"	\$1,430	\$1,340	\$1,340	\$4,563	\$1,207	75	\$1,318
42"	\$1,698	\$1,603	\$1,603	\$5,491	\$1,371	75	\$1,483
48"	\$1,919	\$1,819	\$1,819	\$6,538	\$1,473	100	\$1,585

Fuente: Actualización del Ministerio de Minas y Energía a partir de estudio Tipiel S.A 2017, precios en dólares de los Estados Unidos de América a diciembre de 2016

**Cruce aéreo:** Técnicas para el cruce de cuerpos de agua como ríos y pantanos durante la construcción. Debido a que este presenta requerimientos específicos a la distancia del cruce se debe valorar por separado cada uno de los que se tengan en el trazado del tramo, para distancias mayores de 300 metros se mantiene el costo por metro lineal según el diámetro de distancia de cruce de 300 metros.

**Tabla 11. Costo en dólares por metro lineal por distancia de cruce aéreo y por diámetro NPS**

Distancia de Cruce (m)	2"	4"	6"	8"	10"	12"	14"	16"	18"	20"	24"	30"	36"	42"	48"
30	3,817	3,879	3,981	4,170	4,311	7,239	7,422	7,748	8,018	8,380	13,979	15,084	15,559	16,456	17,406
45	2,866	3,059	3,105	3,316	3,437	5,519	5,735	6,062	6,291	6,648	10,702	11,341	12,116	13,024	13,951
60	2,356	2,522	2,793	2,907	3,078	4,706	4,912	5,266	5,563	6,043	8,866	9,760	10,497	11,508	12,392
75	2,040	2,213	2,509	2,687	2,824	4,242	4,486	4,926	4,915	5,508	7,929	8,758	9,567	10,485	11,505
100	1,794	2,109	2,300	2,509	2,628	3,657	4,227	4,340	4,544	5,046	6,864	7,860	8,805	9,799	10,743
150	1,528	1,827	2,132	2,442	2,510	3,303	3,644	4,015	4,163	4,711	6,151	7,174	8,805	9,799	10,743
200	1,376	1,771	2,116	2,583	2,423	3,354	3,576	3,772	4,136	4,640	6,151	7,174	8,805	9,799	10,743
250	1,429	1,759	2,224	2,223	2,470	3,354	3,576	3,772	4,136	4,640	6,151	7,174	8,805	9,799	10,743
300	1,914	1,762	2,385	2,298	2,471	3,354	3,576	3,772	4,136	4,640	6,151	7,174	8,805	9,799	10,743

Fuente: Actualización del Ministerio de Minas y Energía a partir de estudio Tipiel S.A 2017, precios en dólares de los Estados Unidos de América a diciembre de 2016

El costo de los cruces especiales o CC se calcula con la longitud en metros del tramo que cuenta con el tipo de obra construida multiplicado por el costo unitario de las Tablas 10 y 11 según el diámetro NPS y condiciones que apliquen.

### 2.3. FACTORES AMBIENTALES, SOCIALES Y DE CONTINGENCIA

El factor SAC o referente al costeo de aspectos sociales, ambientales y de contingencia se definen como el porcentaje del costo de la infraestructura que se debe cubrir por estos aspectos. En esta metodología no se incluye el costo de abandono.

Se diferencian para el ducto y para los cruces especiales en la siguiente tabla:

**Tabla 12. Factor SAC**

Porcentaje de sobre costo	Ductos	Cruces
Costos asociados con la parte social y ambiental	5,00%	4,00%
Contingencia	6,61%	6,61%
Costos de abandono	0,00%	0,00%
SAC Total	11,61%	10,61%

Fuente: Estudio Consorcio O&L TF 2021.

Así los factores de ponderación se obtendrían:

$$SAC_{ducto} = (1 + \text{Factor SAC Ductos})$$

$$SAC_{cruce} = (1 + \text{Factor SAC Cruces})$$

## 2.4. VALORACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO

Para la valoración de la estación de Bombeo se basó en el modelo implementado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG que publicó en los anexos de la propuesta de resolución para poliductos denominada CREG 705\_002 de 2022.

Este modelo que se anexa a la presente resolución, se adaptó para las necesidades del sector transporte de petróleo permitiendo su empleo con mayores volúmenes y potencias de bombeo, además se adecuó para que se pueda seleccionar los componentes de la estación según sea una estación inicial, de rebombeo, o de recibo con o sin tanques de almacenamiento pertenecientes a la infraestructura y nuevos índices que estén disponibles al presente como mecanismos de actualización.

Los componentes que se pueden seleccionar adicionales a si es estación de inicio o recibo son:

- Aspectos Principales que dependen del tipo de estación: Referidos a los que pueda contener una estación de inicio o recibo:
  - Sistema de evacuación de tanques
  - Sistema de recibo
  - Sistema de reducción de presión
  - Sistema de filtrado
  - Sistema de medición
  - Sistema de despacho
  - Sistema contra incendios
  - Sistema de control y monitoreo
  - Sistema de comunicaciones
  
- Sistema de Bombas
  - Identificación si es de tipo centrífuga o de otro tipo
  - Si incluye sistema de bombas booster
  - Si incluye bomba principal
  
- Soporte
  - Sistema eléctrico
  - Sistemas de servicios industriales (Aire comprimido, agua y combustible)
  - Vigilancia y seguridad
  - Si incluye instalación militar
  - Sistema de tratamiento de aguas lluvias y residuales
  - Sistemas de recuperación de producto
  
- Edificaciones:

- Oficinas administrativas en la estación
- Sala de operaciones
- Edificio de CCM
- Talleres
- Otros edificios
- Otros aspectos incluidos en su construcción:
  - Geotecnia
  - Paisajismo y urbanismo
  - vías

La descripción técnica de los componentes del modelo se encuentra en la circular CREG-034 de 2022, Anexo 2

## 2.5. VALORACIÓN DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

Para la valoración del almacenamiento se basó en el modelo implementado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG que publicó en los anexos de la propuesta de resolución para poliductos denominada CREG 705\_002 de 2022.

La adaptación que se realizó, que se anexa a la presente resolución, fue sobre la aplicación de índices de actualización a fechas específicas que se requieran y el tipo de almacenamiento para petróleo.

La descripción técnica de los componentes del modelo se encuentra en la circular CREG-034 de 2022, Anexo 3.

## 2.6. ACTUALIZACIÓN DEL PRECIO A UNA FECHA ESPECÍFICA

### Ductos y Cruces Especiales

Para la actualización de los precios se toma en consideración el desglose de costos por componentes de los proyectos, en esto Lamberson 2015 aporta 1104 proyectos de ductos a los que se desglosa los costos por: materiales, mano de obra y misceláneos, y como los ductos presentan también sus características de diámetro se realizó un análisis que lleva a la siguiente tabla.

**Tabla 13. Desglose de costos para sistemas de transporte por ductos por diámetro NPS**

Diámetro (NPS)	Materiales	Mano de Obra	Miscelaneos
2"	22%	30%	48%
4"	18%	57%	25%
6"	18%	56%	25%
8"	23%	47%	30%
10"	24%	52%	24%
12"	21%	53%	26%
14"	23%	50%	26%

<b>16"</b>	25%	47%	28%
<b>18"</b>	17%	48%	35%
<b>20"</b>	25%	51%	25%
<b>24"</b>	27%	48%	24%
<b>30"</b>	31%	44%	25%
<b>36"</b>	32%	43%	25%
<b>42"</b>	36%	43%	21%
<b>48"</b>	42%	44%	15%

Fuente: Cálculo propio del Ministerio de Minas y Energía a partir de Lamberson 2015.

Para ello se consideran los siguientes indicadores por componente:

Para materiales se aplica el PPI para tubería de acero:

Id PCU331210331210

Nombre PPI industry data for Iron and steel pipe and tube manufacturing from purchased steel, not seasonally adjusted.

Para mano de obra se aplica el salario mínimo mensual en Colombia expresado en dólares de los Estados Unidos de América:

Id Salario

Nombre Salario Mínimo en Colombia en pesos

Para hacer la conversión a dólares de los Estados Unidos de América a pesos colombianos, se utiliza la tasa representativa del mercado del Banco de la República:

Id TRM

Nombre Tasa promedio representativa de conversión de pesos por cada dólar estadounidense.

Para misceláneos se aplica el PPI de capital:

Id WPUFD41312

Nombre PPI Commodity data for Final demand-Private capital equipment, not seasonally adjusted.

Con la información anterior se construye un indicador compuesto que muestre la variación mes a mes del costo de los oleoductos por cada diámetro, cuyos ponderadores son el porcentaje en el costo de los materiales que afecta a la variación del PPI del acero, porcentaje de mano de obra que afecta la variación de salario en dólares de los Estados Unidos de América y porcentaje de misceláneos que afecta la variación del PPI de capital.

Estos indicadores de oleoductos, particulares para cada diámetro de tubería, se definen con un valor de 100 para enero de 2015.

La variación de cada componente de dicho indicador se establece así:



#### Fórmula 4

$$\text{Variación PPI acero} = \frac{PPI \text{ Tubería acero}_i}{PPI \text{ Tubería acero}_{i-1}}$$

#### Fórmula 5

$$\text{Variación PPI capital} = \frac{PPI \text{ capital}_i}{PPI \text{ capital}_{i-1}}$$

#### Fórmula 6

$$\text{Variación salarios en dólares} = \frac{\text{salario mínimo}_i}{\text{salario mínimo}_{i-1}} * \frac{TRM \text{ promedio mes}_{i-1}}{TRM \text{ promedio mes}_i}$$

A partir de los anteriores indicadores se actualizarán los costos de la siguiente forma:

#### Fórmula 7

$$\text{FAT} = \text{actualización de costo de tuberías} = \frac{\text{Indice costo ductos según diámetro}_{\text{fecha valoración}}}{\text{Indice costo ductos según diámetro}_{\text{sept 2015}}}$$

#### Fórmula 8

$$\text{FAC} = \text{actualización de cruces especiales} = \frac{\text{Indice costo ductos según diámetro}_{\text{fecha valoración}}}{\text{Indice costo ductos según diámetro}_{\text{dic 2016}}}$$

### **Bombeo y Almacenamiento**

Para la valoración de los componentes de bombeo y almacenamiento el Ministerio de Minas y energía emplea una adaptación de los modelos desarrollados por la CREG y planteados en la Resolución 705\_002 de 2022 modelos que reportan la valoración a la fecha seleccionada.

La adaptación que el Ministerio de Minas y Energía consiste en adecuarlo a las necesidades de la industria de petróleo, objeto de esta resolución, y permitir que mediante indicadores de libre acceso se pueda actualizar la valoración a una fecha determinada.

### **2.7. CALCULO DE LA VALORACIÓN DE REPOSICIÓN A NUEVO DEL SISTEMA**

La valoración final del sistema será la suma de sus diferentes componentes actualizados a precios de la fecha seleccionada.

#### Fórmula 9

$$V = V_{\text{ducto}} + V_{\text{almacenamiento}} + V_{\text{bombeo}}$$

#### Fórmula 10

$$V_{\text{ducto}} = \sum CB * FC * FF * SAC_{\text{ducto}} * FAT + \sum CC * SAC_{\text{cruce}} * FAC$$

#### Fórmula 11

$$V_{\text{almacenamiento}} = \sum CA$$

### Fórmula 12

$$V_{\text{bombeo}} = \sum CE$$

Donde:

$V$	Valoración de reposición a nuevo del sistema en dólares de los Estados Unidos de América a la fecha seleccionada.
$V_{\text{ducto}}$	Valoración de reposición a nuevo del ducto en dólares de los Estados Unidos de América a la fecha seleccionada.
$V_{\text{almacenamiento}}$	Valoración de reposición a nuevo del componente de almacenamiento en dólares de los Estados Unidos de América a la fecha seleccionada.
$V_{\text{bombeo}}$	Valoración de reposición a nuevo componente de bombeo en dólares de los Estados Unidos de América a la fecha seleccionada.
$CB$	Valoración de tendido base por tramo. Su unidad es en dólares de los Estados Unidos de América.
$CC$	Costo de cruces especiales. Su unidad es en dólares de los Estados Unidos de América.
$CA$	Costo de los componentes de almacenamiento. Su unidad es en dólares de los Estados Unidos de América.
$CE$	Costo de estaciones de bombeo. Su unidad es en dólares de los Estados Unidos de América.
$FC$	Factor de complejidad constructiva del tramo según Fórmula 1.
$FF$	Factor de ajuste por combustible según Fórmula 3.
$SAC_{\text{ducto}}$	Factor de ponderación social ambiental y de contingencias para ductos.
$SAC_{\text{cruce}}$	Factor de ponderación social ambiental y de contingencias para cruces.
$FAT$	Factor de actualización de precios de Ductos según Fórmula 7.
$FAC$	Factor de actualización de precios de cruces especiales según Fórmula 8.

### 3. ESTIMACIÓN DE DEMÉRITOS DEL OLEODUCTO

Una vez obtenida la valoración  $V$  del sistema de transporte por ducto con sus características y componentes particulares se procede a afectarlo por factores de demérito para llegar al cálculo del Costo de Reposición Depreciado CRD.

Dentro de la metodología se aplicarán tres deméritos respecto a su función, al grado de disfrute económico, a su vida transcurrida y el estado en que se encuentra:

#### **Obsolescencia Funcional:**

Este demérito se centra en valorar que tanto están sintonizados la capacidad para la cual se diseñó el sistema y como ha operado y se espera que opere el ducto.

**La capacidad de diseño (COD):** Capacidad para la cual se diseñó el ducto incluyendo las ampliaciones que haya tenido en su vida regulatoria expresado en barriles día<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> De no especificarse completa la tipología se asumirán los siguientes parámetros 15 pies /s de velocidad de flujo máxima, API Recommended practice 14E (RP14E, 5th ed. 1991, sec. 2.3), y SCH STD, según corresponda

**Volúmenes históricos:** promedio aritmético del volumen transportado en los últimos cuatro años en barriles día.

**Volúmenes proyectados:** promedio aritmético del volumen esperado a transportar en los próximos cuatro años en barriles día.

Con esto se obtiene un factor utilización de la infraestructura ( $FU$ ):

#### Fórmula 13

$$FU = \frac{\text{Volúmenes históricos} * 4 + \text{Volúmenes proyectados} * 2}{6 * COD}$$

A este factor se aplica la siguiente ecuación para determinar el factor de ajuste de valor correspondiente,  $FAV$ .

#### Fórmula 14

$$FAV = 0,9962 * FU^{0,529}$$

El valor  $FAV$  obtenido se aplica a todos los componentes de la infraestructura.

#### Obsolescencia económica

Se refiere al porcentaje de disfrute que le resta a la infraestructura considerando la vida útil técnica y remanente de esta a una tasa justa de rendimiento.

#### Fórmula 15

$$FVE = \left[ \frac{(1+r)^l - (1+r)^{l-m}}{(1+r)^l - 1} \right]$$

$FVE$  Factor de valoración económico

$r$  Tasa justa de rendimiento.

$l$  Vida útil probable en años del componente VUE, estimada por un profesional o entidad técnica certificada e independiente.

$m$  Vida remanente probable en años del componente VUER, estimada por un profesional o entidad técnica certificada e independiente.

El factor de valoración económico  $FVE$  se aplica por separado a todos los componentes del sistema dado que presenta vidas útiles diferentes.

#### Deterioro físico

Se basa en el porcentaje de la vida técnica que se ha empleado el activo y su estado actual en que se encuentra, se resumen en la aplicación de formulación de depreciación de Ross con los factores de Heidecke (CDE).

**Tabla 14. Factor de valoración de Heidecke**

Descripción del Estado	Estado	CDE
Nuevo u óptimo	1	0
Muy bueno	1,5	0,00032
Bueno	2	0,0252
Intermedio, ha recibido sustituciones	2,5	0,0809
Regular, requiere reparaciones sencillas	3	0,181
Deficiente	3,5	0,322
Malo, necesitado de reparaciones importantes	4	0,526
Muy Malo, requiere recuperación completa	4,5	0,722
Estado demolición, no se puede utilizar	5	1

Fuente: Heidecke

Dado que factor *CDE* se determina por separado para cada uno de los componentes ya que presentan vida útil y valor de salvamento diferente, se requiere aplicar el siguiente cálculo a cada componente para estimar el factor de valoración por vida y estado del activo *FVV*:

**Fórmula 16**

$$FVV = (1 - 0.5 * (\tau + \tau^2)) * (1 - CDE) * (1 - s) + s$$

Donde:

- s* Porcentaje del valor de salvamento con respecto al valor total del componente según Tabla 15.
- $\square$  Porcentaje de vida transcurrida del componente  $\frac{l-m}{l}$
- l* Vida útil probable en años del componente VUE, estimada por un profesional o entidad técnica certificada e independiente.
- m* Vida remanente probable en años del componente VUER, estimada por un profesional o entidad técnica certificada e independiente.
- CDE* Factor de valoración de Heidecke de acuerdo con el estado físico según Tabla 14.

**Tabla 15. Valor Residual S**

Componente	Porcentaje Valor Residual (S)
Ducto	5%
Almacenamiento	3%
Sistema de Bombeo	10%
Cruces Especiales	0%

Fuente: CREG 705\_002 de 2022

**4. CRD DEL ACTIVO**

Este se resume como la suma de valoración de la reposición a nuevo de cada uno de los componentes del activo a la fecha deseada, afectada por los deméritos en su valor antes definidos.

Este será el valor de referencia para el reconocimiento del valor del activo.

#### Fórmula 17

$$VCRD_{sistema} = VCRD_{ducto} + VCRD_{almacenamiento} + VCRD_{bombeo}$$

#### Fórmula 18

$$VCRD_{ducto} = V_{ducto} * FAV * FVE_{ducto} * FVV_{ducto}$$

#### Fórmula 19

$$VCRD_{almacenamiento} = V_{almacenamiento} * FAV * FVE_{almacenamiento} * FVV_{almacenamiento}$$

#### Fórmula 20

$$VCRD_{bombeo} = V_{bombeo} * FAV * FVE_{bombeo} * FVV_{bombeo}$$

Donde:

$V_{ducto}$	Valoración del ducto en dólares de los Estados Unidos de América a la fecha seleccionada.
$V_{almacenamiento}$	Valoración componente de almacenamiento en dólares de los Estados Unidos de América a la fecha seleccionada.
$V_{bombeo}$	Valoración componente de bombeo en dólares de los Estados Unidos de América a la fecha seleccionada.
$FAV$	Factor de ajuste de valor del sistema según Fórmula 14.
$i$	Se refiere a los componentes Ducto, Bombeo o Almacenamiento.
$FVE_i$	Factor económico del CRD del componente $i$ del sistema según Fórmula 15.
$FVV_i$	Factor de estado del CRD del componente $i$ del sistema según Fórmula 16.
$VCRD_i$	Valoración de Costo de Reposición Depreciado del componente $i$ del sistema. Su unidad es en dólares de los Estados Unidos de América.
$VCRD_{sistema}$	Valoración del Costo de Reposición Depreciado total del sistema a emplear. Su unidad es en dólares de los Estados Unidos de América.

### 5. VALOR A RECONOCER DEL ACTIVO

Este ejercicio de valuación deberá realizarse una vez cumplido el horizonte inicial de cálculo de la anualidad que remunera la inversión - HIC y a partir de este momento en cada revisión tarifaria.

Cuando se requiera valorar los oleoductos, de acuerdo con lo establecido en esta resolución, será necesario seleccionar una firma de valoración de activos o valuador para establecer el CRD a partir de una lista corta establecida por la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, la cual será contratada por el transportador. Los costos de contratación serán asumidos en su totalidad por el transportador y dicho valor podrá ser reportado en los soportes tarifarios para su inclusión en tarifa. Estos informes de resultado, parciales y finales, deben ser presentados a la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía en simultánea con el transportador.

El transportador contratará un alcance que cubrirá la valuación que cubra todos los aspectos señalados en el presente anexo y cualquier otro aspecto adicional que considere

pertinente, adjuntando soportes del peritaje técnico sobre las características del oleoducto y la valoración de su estado.

Si el valor solicitado por el transportador es menor o igual al valor determinado por el Ministerio, el valor de referencia a reconocer será el valor solicitado por el agente.

Si el valor solicitado por el transportador es mayor al valor determinado por el Ministerio, el valor de referencia a reconocer será el valor solicitado hasta por 1,3 veces el valor producto del cálculo realizado por el Ministerio conforme a la metodología descrita en el presente anexo.