

Bogotá, 12 de junio de 2026

Doctor  
**JULIÁN FLÓREZ QUIROGA**  
Director de Hidrocarburos  
Ministerio de Minas y Energía  
Ciudad

**Asunto:** Derecho de petición – Solicitud de suspensión de cualquier actualización tarifaria al transporte por oleoductos hasta la expedición, socialización y entrada en vigencia de una nueva metodología tarifaria integral

Respetado doctor Flórez:

Ante la intención de reactivar el trámite de fijación tarifaria solicitado por la empresa Oleoducto Central S.A. (Ocesa), la Asociación Colombiana del Petróleo y Gas (ACP), en representación de sus empresas afiliadas, presenta respetuosamente el presente Derecho de Petición con el fin de solicitar que el Ministerio de Minas y Energía ratifique de manera expresa, clara e inequívoca la improcedencia de adelantar cualquier actualización tarifaria, directa o indirecta, mientras no exista una nueva metodología tarifaria integral, vigente, socializada y debidamente expedida.

## **I. Fundamentos jurídicos y regulatorios**

Actualmente no existe un marco metodológico integral plenamente vigente que habilite la modificación de tarifas. La determinación tarifaria requiere una metodología completa que defina estructura, parámetros y reglas aplicables. En ausencia de este marco, cualquier actualización carece de sustento jurídico.

Los mecanismos de ajuste como el factor de actualización anual (fx) no pueden aplicarse de manera independiente, ya que hacen parte de una metodología integral. Su aplicación aislada implicaría generar efectos económicos sin respaldo regulatorio completo.

El Ministerio reconoció la necesidad de revisar y actualizar la metodología tarifaria, viene trabajando desde hace varios años en ello, y desde el año 2014 se han remitido análisis y propuestas con el propósito de transparentar la metodología, corregir las

falencias identificadas y permitir de esta manera, que se garantice lo establecido por el Código de Petróleos y se reconozca el justo valor para el transporte de oleoductos. En este contexto, permitir una fijación tarifaria con fundamento en una metodología incompleta, con distorsiones y falencias ya identificadas iría en contra de las decisiones regulatorias adoptadas y de las expectativas legítimas generadas en los agentes del sector respecto de la expedición de una nueva metodología antes de cualquier actualización tarifaria.

## **II. Fundamentos técnicos**

Las tarifas de transporte no pueden actualizarse de manera fragmentada, ya que dependen de múltiples variables interrelacionadas. Aplicar únicamente un factor de actualización genera distorsiones, incrementos no alineados con la realidad del sistema y desviaciones frente al principio de eficiencia económica.

Adicionalmente, cualquier ajuste tarifario debe basarse en una evaluación integral de costos, inversión, demanda y eficiencia. Sin dicha evaluación, se corre el riesgo de trasladar incrementos injustificados a los agentes del mercado.

La intención de fijación de tarifas para Ocesa con base en la metodología de la Resolución 72146 de 2014, que se evidencia con la publicación que realizaron del documento soporte en la página web<sup>1</sup>, estaría perpetuando tarifas que corresponden a una metodología que contiene errores ya identificados y sobre la cual, el Ministerio viene trabajando en su modificación.

---

<sup>1</sup> Disponible en: <https://ocensa.com.co/sites/default/files/inline-files/Documento-Soporte-Expediente-Tarifario-2026.pdf> (rescate: junio 2026)



Fuente: OcenSA

Las cifras evidencian variaciones muy significativas entre las reportadas para la fijación tarifaria del 2019 y las que se pretenden para el 2026. La variación del valor del lo reportado puede ser superior en casi 600%.

### Inversión lo reportado en 2019 vs 2026

Valor lo Reportado en Expedientes Tarifarios USD				
Segmento	2019	2026	Variación	%
SEG 0	\$ 17.145.000	\$ 118.287.040	\$ 101.142.040	589,92%
SEG I	\$ 248.748.617	\$ 378.564.083	\$ 129.815.466	52,19%
SEG II	\$ 2.322.478.883	\$ 3.345.610.469	\$ 1.023.131.586	44,05%
SEG III	\$ 1.479.015.154	\$ 1.558.978.320	\$ 79.963.166	5,41%
	<b>\$ 4.067.389.673</b>	<b>\$ 5.401.441.938</b>	<b>\$ 1.334.052.258</b>	

### Inversiones adicionales reportadas en 2019 para los años 2019 a 2027

Inversiones Adicionales Reportadas en el Expediente Tarifario 2019 USD	
Segmento	2019-2027
SEG 0	\$ 165.539
SEG I	\$ 15.864.866
SEG II	\$ 117.866.156
SEG III	\$ 48.377.175

### Ingreso anual reconocible por capital

Ingreso anual reconocible por remuneración del capital Componente K (US\$)				
Resolución 31164			Diferencia	
Segmento	de 2019	Ocensa 2026	(US\$)	Porcentaje
Segmento 0	\$ 3.223.037	\$ 16.624.446	\$ 13.401.409	416%
Segmento 1	\$ 49.394.812	\$ 54.573.792	\$ 5.178.980	10%
Segmento 2	\$ 456.907.822	\$ 486.882.821	\$ 29.974.999	7%
Segmento 3	\$ 280.869.818	\$ 233.695.743	\$ -47.174.075	-17%

Esta distorsión matemática, con valores superiores inclusive en un 416% para el componente k de inversión, coincide con las alertas tempranas formuladas por la ACP en el año 2024 durante la etapa de comentarios a los proyectos metodológicos de la Dirección de Hidrocarburos. En su momento, se advirtió de forma expresa que la aplicación irrestricta de la metodología de Costo de Reposición Depreciado (CRD) no debía, bajo ninguna circunstancia, derivar en un componente K superior al determinado en el período tarifario 2019. Los datos reportados por Ocensa confirman la materialización de dicho riesgo regulatorio; por el contrario, los ejercicios técnicos

aplicando las variables del borrador de proyecto de resolución de mayo de 2024 evidenciaban una senda de reducción técnica y eficiente de la tarifa.

Desde la Asociación también se ha insistido en que, el aspecto regulatorio de fondo no se limita a la metodología utilizada para determinar el valor del Costo de Reposición Depreciado (CRD), sino al tratamiento que posteriormente se le otorga dentro de la fórmula tarifaria. Lo anterior por cuanto el CRD constituye una metodología de valoración económica de un activo en operación y no una inversión efectivamente ejecutada ni un desembolso de capital realizado por el transportador. Esta distinción resulta fundamental para evitar escenarios en los cuales activos cuya inversión inicial ya fue recuperada a través de períodos tarifarios anteriores vuelvan a generar ingresos asociados a procesos de amortización o recuperación de capital, situación que podría conducir a una remuneración económica superior a la prevista por el Código de Petróleos. **Una vez la inversión inicial (Io) ha sido totalmente amortizada, debe únicamente remunerarse una utilidad o rentabilidad.**

Al respecto, transcribimos los comentarios enviados por la ACP al Ministerio en julio de 2024:

*“Remuneración de la inversión para trayectos que ya cumplieron el HIC.*

*Para aquellos trayectos que ya cumplieron el HIC, el Proyecto Tarifario propone determinar un valor del activo por la metodología del Costo de Reposición Depreciado, sin embargo, dada la complejidad en el cálculo del CRD y debido a que no se cuenta con todos los insumos para determinarlo, a la fecha presente no podemos calcular el valor del activo por la metodología del CRD propuesto por el MME para los diferentes transportadores del país, ni se tiene un criterio claro para determinar la vida útil remanente. Por lo anterior y con el objetivo de no generar sobresaltos de las tarifas a futuro, **se sugiere establecer topes del valor del CRD frente la inversión inicial en tarifa, techos sobre los plazos de vida remanente y condiciones a la aplicación de esta metodología, tales como que en ningún caso el K resultante debería ser superior al K aplicado antes del cumplimiento del período HIC.***

**Al efecto, reiterar que la valoración del trayecto debe tener por propósito único y exclusivo servir de base para determinar la utilidad líquida equitativa de que trata el artículo 57 del Código de Petróleos (WACC) y así remunerar al transportador, aspecto que se considera apropiado.**

**En consecuencia, para asegurar que no exista una sobre remuneración y que se reconozca únicamente una rentabilidad sobre activos que ya cumplieron el HIC y aún tienen vida útil remanente, se sugiere emplear la siguiente fórmula:**

$$K(crd) = CRD \text{ calculado} \times WACC$$

**La fórmula propuesta elimina el concepto de vida útil remanente, garantizando que siempre que el oleoducto transporte será remunerado. Vemos con preocupación que el CRD pueda llevar a una repetición de lo que sucedió con el primer I<sub>0</sub> de 2010, donde se vincularon valores que no se podían verificar ni justificar, basados en asuntos ajenos a la regulación, sobre los que al final nuevamente se les reconoció y remuneró el capital invertido a los transportadores. El MME tiene información suficiente del capital invertido en la construcción de cada oleoducto del país (y el estado de su amortización fiscal y contable), que es la información que el Código de Petróleos indica que debe ser la base.** (Subrayado y resaltado fuera de texto)

Adicionalmente, frente a las falencias evidenciadas en relación con las fuentes de información y los documentos de soporte, la ACP, en el marco de los comentarios presentados al Ministerio, ha enfatizado que, como cuestión de principio y en concordancia con lo dispuesto en el Código de Petróleos, toda la información utilizada por el transportador para el cálculo de las fórmulas tarifarias y de cada uno de sus componentes debe provenir fielmente de los libros y registros contables del respectivo transportador o, en su defecto, de su informe anual. Lo relevante es que se trata de información cuya veracidad y exactitud corresponde verificar al Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con las obligaciones que le impone el propio Código de Petróleos.

En consecuencia, los efectos de fijar una tarifa y mantener el factor anual de actualización se ven reflejados en la tarifa final.

### **Cálculo estimado de la tarifa**

Tramo	Tarifa vigente hasta Jun 2026	Tarifa 2026 y Variación Según Expediente USD			Tarifa 2026 y Variación Factor Φ USD		
		Tarifa	Variación \$	Variación %	Tarifa	Variación \$	Variación %
Segmento 0	\$ 1,5057	\$ 15,9061	\$ 14,400	956,4%	\$ 1,6719	\$ 0,166	11,0%
Segmento 1	\$ 0,9690	\$ 1,1987	\$ 0,230	23,7%	\$ 1,0411	\$ 0,072	7,4%
Segmento 2	\$ 4,2596	\$ 4,1066	-\$ 0,153	-3,6%	\$ 4,5817	\$ 0,322	7,6%
Segmento 3	\$ 4,0600	\$ 3,9494	-\$ 0,111	-2,7%	\$ 4,3629	\$ 0,303	7,5%



### **III. Riesgos de actualizaciones tarifarias sin metodología**

Permitir actualizaciones tarifarias en ausencia de una metodología integral genera riesgos de inseguridad jurídica, fragmentación regulatoria, afectaciones económicas no justificadas y falta de transparencia.

### **IV. Peticiones**

Con fundamento en los hechos, argumentos técnicos, económicos y jurídicos expuestos, la Asociación Colombiana del Petróleo y Gas (ACP) solicita respetuosamente al Ministerio de Minas y Energía:

#### **1. Seguridad jurídica y alcance de la suspensión**

- 1.1. Expedir un acto administrativo expreso que confirme la suspensión y precise que no resulta aplicable ningún componente, mecanismo o disposición de la Resolución 72146 de 2014, incluyendo de manera expresa:
  - El artículo 7 y su parágrafo 4
  - Los mecanismos de actualización tarifaria, incluido el factor de actualización anual (fx)
- 1.2. Aclarar de manera inequívoca que dicha suspensión se mantiene hasta tanto no sea adoptada, publicada y entre en vigencia una nueva metodología tarifaria integral.

#### **2. Suspensión de actuaciones tarifarias en curso**

- 2.1. Ordenar la suspensión inmediata de cualquier actuación administrativa, solicitud o trámite de fijación, revisión o actualización tarifaria (general o particular), incluyendo la promovida por Ocesa, que pretenda sustentarse total o parcialmente en la metodología de la Resolución 72146 de 2014.
- 2.2. Confirmar que no procederá la aplicación del factor de actualización tarifaria (fx) ni de ningún otro mecanismo de indexación mientras persista la suspensión regulatoria vigente.

- 2.3. Mantener las tarifas actuales hasta tanto no sea adoptada, publicada y entre en vigencia una nueva metodología tarifaria integral.

### **3. Lineamientos para la nueva metodología tarifaria**

- 3.1. Informar los criterios técnicos, regulatorios y económicos que serán adoptados para la estructuración de la nueva metodología tarifaria, en particular en relación con:
- La remuneración del componente de inversión (K)
  - El tratamiento de activos que ya cumplieron el Horizonte de Recuperación de la Inversión (HIC)
  - La aplicación del Costo de Reposición Depreciado (CRD)
- 3.2. Evaluar e informar sobre la incorporación de buenas prácticas regulatorias comparadas (por ejemplo, metodologías CREG u otros sectores regulados), especialmente en materia de:
- Remuneración de activos
  - Control de sobre-remuneración
  - Incentivos de eficiencia

### **4. Transparencia, participación y debido proceso**

- 4.1. Garantizar espacios formales, abiertos y verificables de socialización y discusión técnica, con participación efectiva de todos los agentes del mercado (remitentes, transportadores y demás interesados), previos a la expedición y adopción de la nueva metodología.
- 4.2. Publicar los documentos técnicos, estudios y soportes utilizados por el Ministerio, asegurando condiciones de transparencia y acceso a la información.
- 4.3. Informar las razones por las cuales los comentarios presentados por la ACP y demás agentes en el proceso adelantado en 2024 no han sido incorporados o respondidos de fondo.



## 5. Solicitud de información técnica sobre la propuesta de Ocensa

### 5.1. Informar, en relación con la solicitud tarifaria presentada por Ocensa:

- a. ¿Cómo se asegura que la propuesta corrige las distorsiones identificadas por el Estudio Técnico-Económico del MME<sup>2</sup> y los comentarios del sector?
- b. ¿Bajo qué fundamento normativo y metodológico específico se calculó el CRD presentado?
- c. ¿Cuáles fueron los soportes contables auditados utilizados para sustentar el valor de los activos?
- d. ¿Qué mecanismos de verificación implementó el Ministerio para garantizar que la información proviene de fuentes contables verificables, conforme al Código de Petróleos?
- e. Confirmar que no existe doble reconocimiento de inversiones (ni por lo ni por CRD).
- f. Verificar que las inversiones adicionales no estén siendo incorporadas doblemente dentro del cálculo tarifario.
- g. Confirmar que los activos incluidos en el CRD corresponden efectivamente a infraestructura existente y operativa.

### 5.2. Explicar:

- a. ¿Cuál es la justificación técnica y económica para incrementos tan significativos del componente de inversión (Io), en sistemas con alta madurez operativa?
- b. ¿Qué escenarios de producción y demanda fueron considerados para la proyección de volúmenes?
- c. ¿Qué análisis se realizó para evitar la captura de rentas monopólicas o afectaciones a la competitividad del sector?

---

<sup>2</sup> Estudio Técnico – Económico MME

## 6. Protección de la eficiencia económica y del interés público

6.1. Informar qué medidas adoptará el Ministerio para garantizar que:

- a. No se reconozcan remuneraciones sobre inversiones ya amortizadas
- b. Se evite la sobre-remuneración del componente K
- c. Se respete el principio de eficiencia económica en condiciones de monopolio natural

## NOTIFICACIONES

Recibiré notificaciones y comunicaciones en el correo electrónico [aulloa@acp.com.co](mailto:aulloa@acp.com.co), en la dirección física Cra 7 No. 73 – 47 piso 12.

Cordialmente,



**Ana Carolina Ulloa Orjuela**  
CC. 52.694.336 Bogotá