

Re: Notificación de oficio CONAMER

 ELIMINAR RESPONDER RESPONDER A TODOS REENVIAR

Óscar Emilio Mendoza Serena <oscar.mendoza@cnh.gob.mx>

jue 31/03/2022 05:49 p.m.

Marcar como no leído

Para: Cgmir;

Gracias, se acusa de recibido.

Saludos

From: Cgmir <cgmir@conamer.gob.mx>**Sent:** Thursday, March 31, 2022 5:45:43 PM**To:** Óscar Emilio Mendoza Serena <oscar.mendoza@cnh.gob.mx>**Cc:** Alberto Montoya Martin Del Campo <alberto.montoya@conamer.gob.mx>; Alejandra Montserrat Belderrain Tielve <montserrat.belderrain@conamer.gob.mx>; Andrea Ángel Jiménez <andrea.angel@conamer.gob.mx>; Rolando Wilfrido de Lasse Cañas <rolando.delasse@cnh.gob.mx>; Vanessa Katherine Bolaños Guerrero <vanessa.bolanos@cnh.gob.mx>; Gilberto Lepe Saenz <gilberto.lepe@conamer.gob.mx>; Claudia Veronica Lopez Sotelo <claudia.lopez@conamer.gob.mx>; Karla Ivette López Rivero <karla.lopez@conamer.gob.mx>**Subject:** Notificación de oficio CONAMER**LIC. ÓSCAR EMILIO MENDOZA SERENA****Director General de Finanzas, Adquisiciones y Servicios.**

Comisión Nacional de Hidrocarburos

P r e s e n t e

Se remite oficio digitalizado respecto a la Propuesta Regulatoria: "**Acuerdo CNH.E.86.002/2021 mediante el cual se emiten los Lineamientos Técnicos en Materia de Recolección de Hidrocarburos**".

Expediente: **66/0014/101221**

En el presente correo electrónico y la documentación anexa se notifican en cumplimiento de lo establecido en los artículos Segundo y Tercero del "Acuerdo por el que se establecen los Lineamientos para el intercambio de información oficial a través del correo electrónico institucional como medida complementaria de las acciones para el combate de la enfermedad generada por el virus SARS-CoV2 (COVID-19)", publicado en el Diario Oficial de la Federación el 17 de abril de 2020 por la Secretaria de la Función Pública del gobierno federal de los Estados Unidos Mexicanos que establece las medidas que permitan la continuidad de las actividades de las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal durante la contingencia derivada de la epidemia determinada por el Consejo de Salubridad General mediante Acuerdo publicado en el Diario Oficial de la Federación el 23 de marzo de 2020 causada por el virus SARS-Cov2; por lo que el presente correo electrónico institucional constituye un medio de notificación de información oficial entre los servidores públicos de la Administración Pública Federal, por lo anterior, **se solicita se sirva acusar de recibido el presente correo y confirmar que la entrega de la información fue exitosa.**



Asunto: Se reitera Dictamen Preliminar respecto de la Propuesta Regulatoria denominada **"Acuerdo CNH.E.86.002/2021 mediante el cual se emiten los Lineamientos Técnicos en Materia de Recolección de Hidrocarburos"**.

Ref. 66/0014/101221

Ciudad de México, a 16 de marzo de 2022

LIC. ÓSCAR EMILIO MENDOZA SERENA
Director General de Finanzas, Adquisiciones y Servicios
Comisión Nacional de Hidrocarburos
Presente

Me refiero a la respuesta al Dictamen Preliminar respecto de la Propuesta Regulatoria **"Acuerdo CNH.E.86.002/2021 mediante el cual se emiten los Lineamientos Técnicos en Materia de Recolección de Hidrocarburos"**, así como a su respectivo formulario del Análisis de Impacto Regulatorio (AIR), ambos instrumentos remitidos por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y recibidos en la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER) el día 9 de marzo de 2022, a través del sistema informático correspondiente¹.

En ese contexto, la CONAMER consideró que esa Comisión cuenta con las atribuciones expresas previstas en la Ley de Hidrocarburos (LH) y la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética para emitir el tema objeto de los lineamientos propuestos.²

Por tales motivos, la Propuesta Regulatoria y el formulario del AIR correspondiente quedaron sujetos al procedimiento de mejora regulatoria previsto en el Título Tercero, Capítulo III de la Ley General de Mejora Regulatoria² (LGMR), por lo que con fundamento en los artículos 23, 25, fracción II, 26, 27, fracción XI y 75, segundo párrafo de la LGMR, este Órgano Desconcentrado tiene a bien emitir el siguiente:

DICTAMEN PRELIMINAR

I. Consideraciones respecto al requerimiento de simplificación regulatoria.

En relación con el requisito de simplificación regulatoria previsto en el artículo 78 de la LGMR, la CNH incluyó una nueva versión del documento anexo al formulario del AIR, denominado *Anexo 8. Justificación Art 78 LGMR Recolección V2.docx*, derivado de las nuevas estimaciones resultado del costeo de los requisitos adicionales del trámite "CNH-06-003-B. Solicitud de Aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción", para quedar de la siguiente forma:

De los costos generados por la emisión del instrumento regulatorio:

La CNH identificó los trámites que deben presentar los operadores petroleros y se aplicó la metodología de costeo estándar para cada uno de los trámites creados y aquellos a los que se incorporan requisitos adicionales, para lo cual describe en su justificación tres componentes de

¹ www.cofemersimir.gob.mx

² Publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 18 de mayo de 2018 y modificada el 20 de mayo de 2021.





análisis: i) Carga Administrativa; ii) Costo de Oportunidad y iii) Costo Económico Total Agregado. En este contexto, derivado de la observación realizada por la CONAMER, la CNH estimó el costo de los requisitos adicionales al trámite "CNH-06-003-B. Solicitud de Aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción", dando como resultado los siguientes cálculos:

A. De la Carga Administrativa:

"El primer componente del costo por trámite se obtuvo a partir del cálculo de la carga administrativa. En este sentido, se cuantificó el monto de los requisitos que se integran en cada trámite, mediante el número de horas necesarias para cumplir la actividad asociada al requisito por el costo de elaboración del mismo (determinado por el salario por hora de trabajador con las competencias requeridas). En este sentido, mediante el producto de la suma de las cargas administrativas de todos los requisitos, se obtuvo la carga administrativa por trámite, siendo la siguiente:

Tabla 1. Carga administrativa por trámite

Homoclave	Nombre del trámite	Carga Administrativa
Sin homoclave	Informe de resultados del Análisis de Mercado	\$8,641
Sin homoclave	Aviso de exención del Análisis de Mercado	\$10,486
Sin homoclave	Aviso de subcontratación para la construcción de infraestructura de Recolección	\$37
Sin homoclave	Solicitud de aprobación de los términos y condiciones para la prestación del servicio de Recolección	\$8,197
Sin homoclave	Aviso de suscripción de Contratos de Servicios y condiciones negociables	\$2,060
Sin homoclave	Entrega de información a la Comisión. Inicio de operaciones	\$9,524
Sin homoclave	Entrega de información a la Comisión. Modificación	\$984
Sin homoclave	Entrega de información a la Comisión. Actualización anual	\$12,666
Sin homoclave	Notificación de Caso Fortuito o Fuerza Mayor	\$591
Sin homoclave	Plan de continuidad	\$2,862
Sin homoclave	Solicitud de intervención. Opinión técnica de la Comisión	\$591
Sin homoclave	Solicitud de intervención. Mediación	\$430
Sin homoclave	Solicitud de intervención. Arbitraje	\$430
Sin homoclave	Plan de Trabajo para la identificación de infraestructura de recolección	\$5,724
Sin homoclave	Plan de Trabajo para la identificación de infraestructura de recolección – informes trimestrales	\$2,862
CNH-06-003-B	Solicitud de Aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción	\$1,145

Fuente: CNH"

B. Del Costo de Oportunidad:





"El segundo componente del costo de cada trámite se obtuvo mediante el costo de oportunidad, el cual se define como los recursos que dejan de fluir en la economía dado que la Autoridad tarda un cierto tiempo en dar resolución al agente regulado...

...
La información estadística que se utilizó en la cuantificación del costo de oportunidad se obtuvo del Censo Económico 2019, publicado por el INEGI en 2020, cuyo nivel de desagregación permitió obtener las variables que integran la fórmula del costo de oportunidad, constituyendo la mejor información disponible al momento del análisis.

De acuerdo con los rubros descritos anteriormente, el costo de oportunidad de cada trámite es el siguiente:

Tabla 2. Costo de oportunidad de cada trámite

Homoclave	Nombre del trámite	Costo de Oportunidad
Sin homoclave	Informe de resultados del Análisis de Mercado	\$-
Sin homoclave	Aviso de exención del Análisis de Mercado	\$-
Sin homoclave	Aviso de subcontratación para la construcción de infraestructura de Recolección	\$-
Sin homoclave	Solicitud de aprobación de los términos y condiciones para la prestación del servicio de Recolección	\$16,347,964
Sin homoclave	Aviso de suscripción de Contratos de Servicios y condiciones negociables	\$-
Sin homoclave	Entrega de información a la Comisión. Inicio de operaciones	\$-
Sin homoclave	Entrega de información a la Comisión. Modificación	\$-
Sin homoclave	Entrega de información a la Comisión. Actualización anual	\$-
Sin homoclave	Notificación de Caso Fortuito o Fuerza Mayor	\$-
Sin homoclave	Plan de continuidad	\$-
Sin homoclave	Solicitud de intervención. Opinión técnica de la Comisión	\$21,797,285
Sin homoclave	Solicitud de intervención. Mediación	\$10,898,643
Sin homoclave	Solicitud de intervención. Arbitraje	\$32,695,928
Sin homoclave	Plan de Trabajo para la identificación de infraestructura de recolección	\$-
Sin homoclave	Plan de Trabajo para la identificación de infraestructura de recolección – informes trimestrales	\$-
CNH-06-003-B	Solicitud de Aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción	\$-

Fuente: CNH

El costo de oportunidad es evaluado únicamente para aquellos trámites en los cuales aumenta el plazo máximo de respuesta, ya que, en los informes o avisos, con la presentación de la información requerida se emite resolución en la que se tiene por cumplido el trámite, y existen solicitudes cuyo plazo de respuesta no se ve modificado por el anteproyecto. Esta es la razón por la cual algunos de los trámites presentan un costo de oportunidad igual a 0. Asimismo, para el único trámite que se modifica, no aumenta el plazo de respuesta, por lo que no se genera costo de oportunidad adicional".

C. Del Costo Económico Total Agregado:





"Por último, se cuantificó el Costo Económico Total Agregado, el cual se obtuvo de la suma del producto de la carga administrativa multiplicada por la frecuencia de entrega del trámite, más el producto del costo de oportunidad multiplicado por la frecuencia de entrega del trámite.

Cabe señalar que dicha frecuencia corresponde a la cantidad de trámites que la CNH espera recibir durante los próximos (sic) cinco años, que constituye el horizonte temporal de este análisis. Dicha frecuencia se estimó con base en la experiencia observada por la Comisión.

Tabla 3. Costos económico total por trámite

Homoclave	Nombre del trámite	Costo Económico Total Agregado
Sin homoclave	Informe de resultados del Análisis de Mercado	\$95,054
Sin homoclave	Aviso de exención del Análisis de Mercado	\$20,973
Sin homoclave	Aviso de subcontratación para la construcción de infraestructura de Recolección	\$916
Sin homoclave	Solicitud de aprobación de los términos y condiciones para la prestación del servicio de Recolección	\$147,205,444
Sin homoclave	Aviso de suscripción de Contratos de Servicios y condiciones negociables	\$82,416
Sin homoclave	Entrega de información a la Comisión. Inicio de operaciones	\$85,719
Sin homoclave	Entrega de información a la Comisión. Modificación	\$29,535
Sin homoclave	Entrega de información a la Comisión. Actualización anual	\$633,325
Sin homoclave	Notificación de Caso Fortuito o Fuerza Mayor	\$29,537
Sin homoclave	Plan de continuidad	\$143,105
Sin homoclave	Solicitud de intervención. Opinión técnica de la Comisión	\$87,191,503
Sin homoclave	Solicitud de intervención. Mediación	\$43,596,292
Sin homoclave	Solicitud de intervención. Arbitraje	\$32,696,358
Sin homoclave	Plan de Trabajo para la identificación de infraestructura de recolección	\$5,724
Sin homoclave	Plan de Trabajo para la identificación de infraestructura de recolección – informes trimestrales	\$2,862
CNH-06-003-B	Solicitud de Aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción Plan	\$11,448
Total		\$311,830,209

Fuente: CNH"

Adicionalmente, la CNH realizó un nuevo proceso en el que identificó costos relacionados con las acciones regulatorias distintas a los trámites. Al respecto, esa Comisión señala lo siguiente en su nuevo cálculo:

"Una vez identificadas las acciones regulatorias que generan costos, se procedió a estimar, con base en información de la Comisión, cada uno de los costos para el total de los operadores a los que impacta según sus condiciones. El resumen se presenta a continuación:

Tabla 4. Costos relacionados con acciones regulatorias distintas a trámites

Artículo	Acción	Costo	Costo total
----------	--------	-------	-------------

al





7 y 11	Los operadores petroleros deben llevar a cabo un análisis de mercado previo a la construcción, instalación y desarrollo de Sistemas de Recolección por ductos con el objeto de detectar la posible necesidad de capacidad adicional.	Publicación de convocatoria: contratación de medios para divulgación (periódicos, páginas web, radio, etc). Se consultó la tarifa de publicación de diversos medios impresos nacionales y estatales.	\$ 9,000.00
		Elaboración de la convocatoria del análisis de mercado. Se requieren cuatro horas de una secretaria y seis de un ingeniero.	\$ 17,538.85
		Recepción y evaluación de las solicitudes. Se requieren dos horas de una secretaria y cuatro de un ingeniero.	\$ 11,631.53
		Información del resultado a cada participante. Se estima que una Secretaria requiere dedicar tres horas a esta actividad	\$ 274.69
		En su caso, redimensionamiento del costo por capacidad adicional. Se estima que un ingeniero dedicaría cuatro horas a esta actividad.	\$ 4,579.36
13	En caso de requerirse la Ampliación o Extensión del Sistema de Recolección derivado de la solicitud de servicio por parte de un Usuario o Solicitante, y esta resulte técnicamente factible y económicamente viable, el Operador Petrolero deberá construir la infraestructura correspondiente.	Construcción de infraestructura para la ampliación o extensión. Para estimar este costo se consideró la Prospectiva de producción de Petróleo publicada por la Comisión, según la cual durante los próximos 5 años se espera un incremento promedio en la producción de crudo del 9.92%. De este incremento, se espera que el 70% de los hidrocarburos producidos sean conducidos por medio de ductos. El resultado se aplicó al total de kilómetros de recolección construidos actualmente, resultando una extensión estimada de 2111 km, la cual se multiplicó por el precio promedio por kilómetro de ducto.	\$46,005,290,659
13	En caso de requerirse la Ampliación o Extensión del Sistema de Recolección derivado de la solicitud de servicio por parte de un Usuario o Solicitante, el Operador Petrolero deberá responder a este en un plazo	Evaluación de la factibilidad técnica de la solicitud, para lo cual se requiere (sic) la intervención de diez horas de un ingeniero y ser asistido seis horas por una secretaria.	\$ 116,681.51
		Estimación del costo requerido para atender la solicitud, para lo cual se requiere de la intervención	\$ 49,449.58



	no mayor a cuarenta y cinco días hábiles.	de un profesionalista (sic) en finanzas durante seis horas	
		Envío del escrito al usuario o solicitante con la manifestación de interés (o justificación contraria), que incluya los plazos para el desarrollo de la extensión o ampliación, en el que intervendrá un abogado por tres horas y un secretario por cuatro horas.	\$ 26,189.79
14	Cuando el Operador Petrolero no esté interesado en cubrir el costo del proyecto, el Usuario o Solicitante deberá manifestar por escrito, en un período máximo de 30 (treinta) días hábiles a partir de la recepción del escrito al que se refiere el artículo anterior, si desea suscribir un convenio de inversión con el Operador Petrolero cubriendo el costo del proyecto	Análisis financiero sobre el costo del proyecto, para lo cual se requiere la intervención de un profesionalista en finanzas durante ocho horas.	\$ 46,152.94
		Análisis de la propuesta de convenio de inversión, el cual se estima será elaborado empleando tres horas a una secretaria y catorce horas de trabajo de un profesionalista en derecho.	\$ 81,536.78
		Elaboración del escrito de respuesta, para lo cual se requiere la intervención de un secretario por dos horas y de un profesionalista por cuatro horas.	\$ 23,589.22
14	(...) Los Operadores Petroleros deberán acordar las condiciones de acceso al Área Contractual o de Asignación (...) El convenio de inversión establecerá, al menos los siguientes elementos: I. Los términos de la propiedad de la Extensión o Ampliación II. Las obligaciones respecto de la instalación, así como de la operación y mantenimiento de los medidores; III. Las obligaciones respecto a la construcción de las Instalaciones de Recolección, así como de su mantenimiento; IV. La delimitación de responsabilidades para cada una de las partes; Cuando la infraestructura de un Sistema de Recolección por ductos, objeto de un convenio de inversión, sea posteriormente aprovechada	Análisis de obligaciones y responsabilidades materia del convenio, para lo cual se requiere de la intervención de cinco horas de un profesionalista de finanzas y de cinco horas de un ingeniero.	\$ 59,069.99
		Elaboración del convenio de inversión, que requiere doce horas de trabajo de un abogado y seis horas de un ingeniero.	\$ 100,553.74





	por nuevos Usuarios y éstos paguen la tarifa respectiva al Operador Petrolero, el convenio de inversión deberá establecer el procedimiento para que el Operador Petrolero reembolse el monto proporcional al Usuario que realizó la inversión inicial.		
14	Si como resultado del Análisis de Mercado se identifica la existencia de Solicitantes, se deberán reevaluar la factibilidad técnica y la viabilidad económica del proyecto en términos del artículo 20 de los Lineamientos y proceder a: I. Considerar la demanda adicional de prestación de servicios y asignar la nueva capacidad del Sistema de Recolección por ductos bajo los parámetros previstos en el Análisis de Mercado, respetando los compromisos pactados en el convenio de inversión, o II. Replantear el convenio de inversión, en su caso, para dar cabida a la nueva demanda de servicios manifestada por los Solicitantes si ello resulta favorable a las partes que celebran el convenio.	Evaluación del análisis de mercado, para lo cual se requiere de la intervención de un profesionista en finanzas por cuatro horas.	\$ 19,779.83
		Replanteamiento del convenio de inversión, que requiere de la intervención de un abogado y de un ingeniero por seis y dos horas respectivamente.	\$ 14,469.28
16 y 17	Los Operadores Petroleros deberán administrar los contratos de servicio de conformidad con las dos modalidades establecidas en el Anteproyecto, así como crear los mecanismos de nominación y confirmación.	Administración de los contratos de servicio. Se requieren 600 horas de una secretaria y 50 horas de un abogado en general para el horizonte temporal de 5 años.	\$ 315,914.93
		Creación y administración de los mecanismos de nominación y confirmación. Se requiere la creación de una plataforma electrónica, que se cotizó en 250.000 pesos según las especificaciones requeridas, y 500 horas de una secretaria para el horizonte temporal de 5 años.	\$ 2,591,562.50
18	Los Operadores Petroleros tienen la obligación de prestar el servicio de Recolección por	Además de la administración de los Contratos de Servicio, la prestación del servicio de recolección implica	\$ 10,000,000





	medio de ductos a cualquier Solicitante o Usuario, para lo cual deben facilitar y dar Acceso No Indebidamente Discriminatorio a la utilización de la capacidad de sus Sistemas de Recolección por ductos.	una reorganización para los operadores petroleros que prestarán el servicio. Este costo se estimó como el 10% de los gastos de administración corporativos de una empresa de transporte de crudo representativa.	
19	Los Operadores Petroleros deberán dar respuesta a las solicitudes de prestación de servicio de Recolección por medio de ductos a cualquier Solicitante o Usuario.	Elaboración del escrito de respuesta a la solicitud de prestación de servicio. Se requiere 1 hora de una secretaria, 15 de un ingeniero.	\$ 430,230.66
		Envío del escrito de respuesta a la solicitud. Se requiere 2 horas de una secretaria.	\$ 1,831.25
	En caso de que la respuesta a las solicitudes de prestación de servicio de Recolección sea negativa, los Operadores Petroleros deberán acreditar la falta de capacidad o la inviabilidad técnica manifestada ante el Solicitante.	Elaboración del escrito de justificación de negativa. Se requiere 1 hora de una secretaria, 18 horas de un ingeniero.	\$ 103,218.73
		Envío del escrito de justificación de negativa. Se requieren 2 horas de una secretaria.	\$ 366.25
27	Se establece la obligación de permitir interconexiones sujeto a la factibilidad técnica y económica así como la compatibilidad con los planes y programas, para ello, además de celebrar el contrato de interconexión correspondiente, los usuarios deberán compensar al Operador Petrolero por los costos que la interconexión genere a este último de manera indirecta, tales como primas adicionales de seguro, así como los costos imputables a la verificación del cumplimiento de la Calidad del Hidrocarburo que entregaría el Usuario	Primas adicionales de seguro. Se realizó la cotización del costo que implicaría la interconexión en cuanto a primas adicionales de seguro, encontrando que las pólizas suscritas actualmente contemplan (sic) un esquema agregado que no implicaría costo alguno. Se estima que este tipo de pólizas se mantendrá en los próximos 5 años, por lo que el costo es 0.	\$ -
		Costos imputables a la verificación del cumplimiento de la Calidad del Hidrocarburo. Se cotizó en laboratorios especializados la verificación de la calidad mediante análisis PVT y cortes de agua.	\$ 16,000,000
		Costo de interconexión. Para estimar este costo, se tomaron los costos de conexión aguas arriba de los sistemas de transporte aprobados por la CRE.	\$ 205,000,000
28	Las partes deberán un contrato de Interconexión, además del Contrato de Servicio, en el cual se	Elaboración del contrato de interconexión. Se requiere de 4 horas de una secretaria, 20 de un ingeniero y 4 de un profesional.	\$ 65,849.85

af





	establezca la responsabilidad respecto de la operación, el mantenimiento, administración y la propiedad de las Interconexiones, independientemente de quien realice o cubra su costo, así como lo establecido en la (sic) fracciones III a V del artículo 35 de los Lineamientos.	Celebración del contrato de servicio. Se requieren 2 horas de una secretaria, 2 de un profesional y 2 de los directivos.	\$ 12,521.44
		Celebración del contrato de interconexión. Se requieren 2 horas de una secretaria, 2 de un profesional y 2 de los directivos.	\$ 12,521.44
27 y 28	El operador petrolero deberá dar respuesta por escrito a las solicitudes de interconexión. En caso de que la respuesta sea negativa, deberá explicar al Operador Petrolero solicitante la razón de la inviabilidad técnica o económica.	Evaluación de la factibilidad técnica y económica de la solicitud. Se requieren 18 horas de un ingeniero y 4 de un profesional en economía o finanzas.	\$ 71,711.28
		Envío del escrito de respuesta al usuario o solicitante, incluyendo la justificación de la negativa, en su caso. Se requieren 2 horas de una secretaria y 2 de un ingeniero.	\$ 7,088.79
29	En caso de que existan dos o más Operadores Petroleros interconectados, deberán observar las obligaciones siguientes: I. Notificar la suspensión o corte del servicio que haya efectuado el Operador Petrolero a cuyo Sistema de Recolección por ductos se encuentran interconectados otros Operadores Petroleros por causales distintas a la falta de pago y al mutuo acuerdo entre las partes, incluyendo la revisión periódica de las instalaciones, y la ocurrencia de Caso Fortuito o Fuerza Mayor; II. Establecer un medio de comunicación, disponible las 24 horas, para intercambio de información sobre la atención de daños en los Sistemas de Recolección. III. Establecer, en el contrato de Interconexión, las obligaciones respecto de la instalación, así como de la operación y mantenimiento de los medidores; IV. Establecer, en el contrato de	Notificaciones de suspensión del servicio. Se requieren 2 horas de una secretaria por evento.	\$ 915.63
		Medio de comunicación para el intercambio de información. Se realizó la cotización de un servicio permanente disponible las 24 horas por una línea fija de teléfono mensual.	\$ 239,700
		Acuerdos de balance operativo. Se requieren 4 horas de una secretaria, 6 horas de 2 ingenieros y 2 horas de dos profesionales.	\$ 42,953
		Adecuación de procesos de nominación y confirmación. Se requieren 2 horas de una secretaria, 8 horas de dos ingenieros.	\$ 46,159.85
		Mantenimiento de las condiciones de entrega. Se estimó con base en los planes de negocio para sistemas de transporte de crudo aprobados por la CRE, para el horizonte temporal de 5 años.	\$ 378,000,000
		Entrega de reportes de producción. Se requieren 4 horas de una secretaria, 8 horas de un ingeniero mensualmente.	\$ 1,395,783.12





	<p>Interconexión, las obligaciones respecto al acoplamiento físico, en cuanto a la construcción de las instalaciones, así como de su mantenimiento;</p> <p>V. Establecer, en el contrato de Interconexión, la delimitación de responsabilidades para cada una de las partes;</p> <p>VI. Establecer acuerdos de balance operativo entre los Operadores Petroleros involucrados;</p> <p>VII. Adecuar procesos de Nominación y Confirmación de pedidos, de manera que sean compatibles para la continuidad de los servicios;</p> <p>VIII. Mantener y garantizar las condiciones de entrega en los Sistemas de Recolección convenidas entre las partes;</p> <p>IX. Los Operadores Petroleros involucrados deberán acordar los mecanismos necesarios para la instalación de sistemas de medición de conformidad con la Normativa aplicable, siendo el Operador Petrolero que recibe la solicitud, el responsable de la medición, y</p> <p>X. Establecer un mecanismo de entrega de reportes de producción.</p>		
32	El Operador Petrolero deberá contar con una metodología de Balance a condiciones de referencia	Establecer el mecanismo de penalizaciones y bonificaciones. Se requieren 8 horas de una secretaria y 40 de un ingeniero.	\$ 230,433.02
		Cálculo y pago (o cobro) mensual de las penalizaciones y bonificaciones. Se requieren 720 horas de una secretaria y 600 de un profesional en total en el horizonte temporal de 5 años	\$ 2,604,329.12
		Cálculo de las pérdidas operativas y compensación a los usuarios por aquellas que excedan las especificadas en los TCPS. Se requieren 760 horas de una secretaria y 600 de un profesional	\$ 2,611,636.00

al





		en total en el horizonte temporal de 5 años	
33	El Operador Petrolero no tendrá la obligación de aceptar los Hidrocarburos provenientes del Usuario si el volumen es menor al mínimo establecido en los TCPS, o si la frecuencia en la que se recibe es menor o mayor a la establecida. En este caso, el Operador Petrolero deberá informar la no aceptación de los Hidrocarburos	Información de la no aceptación de los hidrocarburos. Se requieren 60 horas de una secretaria y 10 horas de un ingeniero, en total durante el horizonte temporal de 5 años.	\$ 68,229.50
24	Informar a los Usuarios de los volúmenes conducidos, los volúmenes entregados y el inventario de Hidrocarburos en el Sistema de Recolección	Análisis (sic) y elaboración (sic) del reporte de volúmenes, para lo cual se requiere de la intervención de un abogado y un ingeniero por dos horas cada uno, mensualmente	\$ 1,181,399.88
		Envío del reporte de los volúmenes a los usuarios que requiere cuatro horas de un secretario, mensualmente.	\$ 43,950.00
24	Informar a los Usuarios, mediante el mecanismo establecido en los TCPS, cuando se presente una Alerta Crítica inmediatamente, y en todo caso en un plazo no mayor a 24 (veinticuatro) horas a partir de que se haya detectado.	Notificación de alerta crítica a los usuarios, en la que intervendrá una secretaria por dos horas, un abogado una hora y un ingeniero por una hora. Se estima que esto sucederá dos veces al año	\$ 102,112.49
34	Presentar oportunamente la Nominación al Operador Petroero, conforme al procedimiento que se detalle en los TCPS aprobados por la Comisión.	Presentación de la nominación, para lo cual se requiere de la intervención de una secretaria por dos horas, de un profesional por una hora y de un ingeniero por dos horas, mensualmente.	\$ 3,824,507.88
34	Mantener vigentes las garantías que se establezcan para el cumplimiento de sus obligaciones de pago en los TCPS;	Constitución de garantías. Se obtiene de una comparación de la garantía de servicios de transporte, en la que se considera el 15% del valor total de la contratación, misma que se obtiene de multiplicar los GJ (Gigajoules) contratados por el Usuario, por una tarifa estándar que se encuentra vigente en el DOF (\$4.8168 GJ/Día). En este caso se consideró una contratación de 100 GJ/Día.	\$ 1,054,879.20
34	En caso de que los Hidrocarburos no cumplan con	Retiro de hidrocarburos. Se requiere 1 hora de un ingeniero más	\$ 7,572,620

af





	las características definidas en los TCPS y en la Normativa aplicable, realizar las gestiones necesarias para el retiro de los Hidrocarburos de las instalaciones del Operador Petrolero, conforme a los ordenamientos jurídicos aplicables, y	la renta de equipo de transporte para retirar los hidrocarburos, se estima que esto sucederá una vez al año	
39	El Operador Petrolero deberá notificar, a más tardar al día hábil siguiente a aquel en el que se haya efectuado la suspensión, al Usuario y a la Comisión las causas de la suspensión y, en su caso, la duración esperada y las medidas que está tomando para solucionarla.	Elaboración y envío de escrito de notificación al Usuario. Se requieren 2 horas de una secretaria y 8 horas de un ingeniero. Se estima que esto sucederá una vez en el horizonte temporal de 5 años	\$ 46,159.85
40	El Operador Petrolero deberá contar con un servicio de recepción y atención de quejas, mismo que deberá hacer del conocimiento de los Usuarios a través de los medios que considere convenientes.	Implementación del servicio de recepción y atención de quejas. Se realizó la cotización de servicio permanente de recepción y atención de quejas y reportes de emergencia por una línea fija de teléfono mensual.	\$ 479,400
42	Si el Operador no puede cumplir con las obligaciones previstas en los Lineamientos como resultado de Caso Fortuito o Fuerza Mayor, deberá notificar a los Usuarios, las causas que originaron el incumplimiento incluyendo una explicación y, en su caso, la documentación de la eventualidad que le impide cumplir con dichas obligaciones.	Notificación a los usuarios. Se requieren 2 horas de una secretaria y 8 horas de un ingeniero. Se estima que esto sucederá dos veces en el horizonte temporal de 5 años	\$ 230,799.27
45	En caso de llegar a una solución como resultado de la mediación, las partes suscribirán un convenio en el que se resuelva el fondo del asunto, actuando la Comisión como testigo de honor.	Suscripción del convenio. Se requiere la intervención de una secretaria por 3 horas y los directivos de las partes por una hora cada uno.	\$ 3,396.88
Transitorio segundo	Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios, empresas productivas subsidiarias y empresas filiales, así como otras empresas que cuenten con Sistemas de	Equivalente a la presentación del trámite "solicitud de aprobación de los términos y condiciones para la prestación del servicio de Recolección"	\$ 8,196.68





	Recolección contarán con un plazo de 180 (ciento ochenta) días naturales a partir de la entrada en vigor de estos Lineamientos para presentar ante la Comisión su propuesta de TCPS.		
Transitorio tercero	Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios, empresas productivas subsidiarias y empresas filiales, así como otras empresas que a la fecha de entrada en vigor de estos Lineamientos se encuentren prestando el servicio de Recolección por medio de ductos contarán con un plazo de 90 (noventa) días naturales a partir de la entrada en vigor de estos Lineamientos para entregar a la Comisión la información a la que se refiere el artículo 26, fracción I, numeral iii, iv y v de los Lineamientos	Equivalente a la presentación de los requisitos correspondientes a la fracción I, numeral iii, iv y v de los Lineamientos, que hacen parte del trámite "Entrega de información a la Comisión. Inicio de operaciones	\$ 6,822.56
Transitorio cuarto	Cuando los Operadores Petroleros hayan iniciado los trabajos de construcción de Infraestructura de Recolección al amparo de los planes de desarrollo aprobados por la Comisión, a la fecha de entrada en vigor de los presentes Lineamientos, podrán continuar con dichos trabajos de construcción y presentar el aviso al que hace referencia el artículo 8 de los Lineamientos en un término de 20 (veinte) días hábiles.	Equivalente a la presentación del aviso al que se refiere el artículo 8 de los Lineamientos.	\$ 10,486.36
Total			\$ 46,640,288,844.

Fuente: CNH

En ese sentido, se estima que el nuevo costo de cumplimiento de la Propuesta Regulatoria es de **\$46,952,119,054** pesos.

Ahorro en costos regulatorios

Para dar cumplimiento a lo estipulado en el artículo 78 de LGMR, la CNH solicita nuevamente a esta CONAMER tomar **\$46,952,119,154** pesos del ahorro generado a través del Acuerdo mediante el cual se modifican, adicionan y derogan diversas disposiciones de los Lineamientos Técnicos en materia

af





de Medición de Hidrocarburos, de conformidad con el Dictamen Final emitido mediante oficio CONAMER/20/5013. Por lo anterior, esa Comisión calcula los ahorros en el mismo sentido:

Tabla 5. Ahorro en costos regulatorios

Costos por cumplir con la regulación (Trámites)	\$311,830,209
Costos por cumplir con las acciones regulatorias	\$46,640,288,844
Total costos	\$46,952,119,054
Monto tomado del ahorro referido en el Dictamen Final CONAMER/20/5013.	\$46,952,119,154
Total Ahorro	\$46,952,119,154
Disminución en costos de la regulación	\$100

Fuente: CNH

En este contexto y atendiendo la solicitud realizada por la CNH, la CONAMER considera la cantidad solicitada por esa Comisión del ahorro total generado de \$66,545,302,373.00 del *Acuerdo mediante el cual se modifican, adicionan y derogan diversas disposiciones de los Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos*, tomando los **\$46,952,119,154** pesos requeridos para dar cumplimiento al apartado de simplificación regulatoria, para la Propuesta Regulatoria.

En virtud de lo anteriormente expuesto, esta Comisión considera que, en los nuevos cálculos realizados por la CNH, esta proporcionó la información pertinente y suficiente para dar cumplimiento cabal al artículo 78 de la LGMR.

II. Consideraciones Generales.

La LH³, en su artículo 43, fracción I, inciso d) y la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética en su artículo 38, fracción I, establecen que le corresponde a la CNH regular la recolección de hidrocarburos desde los puntos de producción y hasta su integración al sistema de transporte y almacenamiento.

De la misma forma, se establece que dicha Comisión ejercerá sus funciones, procurando elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo y de gas natural en el largo plazo y considerando la viabilidad económica de la exploración y extracción de hidrocarburos en el área de asignación o del área contractual, así como su sustentabilidad. Es en este sentido que con el objeto de buscar la maximización de la obtención del volumen de petróleo y de gas natural en el largo plazo mediante las actividades de extracción de hidrocarburos que incluyen a la recolección, resulta necesario emitir la regulación que establezca los parámetros y procedimientos técnicos y económicos para regular la actividad de recolección que llevan a cabo los operadores petroleros.

La emisión de la Propuesta Regulatoria brindará certeza jurídica a los interesados en realizar actividades de recolección de hidrocarburos, por lo que al emitirla se definirán las obligaciones para llevar a cabo estas actividades, el desarrollo y operación de la infraestructura nueva, existente y aquella que se rehabilite para prestar el servicio de recolección.

En virtud de lo anteriormente expuesto, la CONAMER considera que con la emisión de los presentes Lineamientos se establecerán los parámetros y procedimientos necesarios para regular la actividad de recolección de hidrocarburos que llevan a cabo asignatarios y contratistas, brindando certeza jurídica y dando cumplimiento a diversas recomendaciones internacionales.

III. Objetivos y problemática.

³ Publicada en el DOF el 11 de agosto de 2014 y reformada por última vez el 20 de mayo de 2021.





En el numeral 2 del formulario del AIR, relativo a que las Dependencias u Organismos Descentralizados deben precisar la problemática que deriva en la emisión de la Propuesta Regulatoria, ese Órgano Regulador expuso lo siguiente:

“Actualmente la actividad de recolección de hidrocarburos no se encuentra regulada por ninguna normativa, lo cual genera falta de certeza jurídica a los sujetos regulados al desconocer cuales son los requisitos y obligaciones que deben cumplir ante este Órgano Regulador para realizar esta actividad, así como para desarrollar nueva infraestructura.

De igual forma, los sujetos regulados se encuentran con la problemática de que al no estar regulada la actividad de recolección de hidrocarburos es poco claro el límite entre esta y la actividad de transporte, la cual se encuentra regulada por la Comisión Reguladora de Energía.

Adicionalmente, el uso compartido de la infraestructura de recolección únicamente se encuentra contemplada en un anexo de los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, lo cual no le es aplicable a los asignatarios. Aunado a que, dicho anexo contempla obligaciones que deben ser reguladas por la comisión como lo es el análisis de mercado, que al no existir un elemento normativo que lo instrumente genera incertidumbre para su realización, lo que puede entorpecer el desarrollo de nuevos sistemas de recolección en el país.”

Con base en lo anterior, la CNH indicó en el formulario del AIR los objetivos que se pretenden lograr con la emisión de la Propuesta Regulatoria, a saber:

- Establecer los parámetros y procedimientos necesarios para regular la actividad de recolección de hidrocarburos que llevan a cabo asignatarios y contratistas; así como los requisitos y obligaciones para que los sujetos regulados lleven a cabo esta actividad.
- Regular el desarrollo y operación de la infraestructura nueva y existente de los sistemas de recolección, así como el uso compartido de esta infraestructura para los operadores petroleros.

En virtud de lo anterior, la CONAMER consideró en el Dictamen Preliminar emitido el 10 de enero de 2022, que la CNH atiende el numeral en comento, debido a que los objetivos regulatorios planteados son consistentes con la problemática expuesta, además de brindar certeza jurídica a los sujetos regulados al desconocer cuales son los requisitos y obligaciones que deben cumplir ante este Órgano Regulador para realizar esta actividad, así como para desarrollar nueva infraestructura.

IV. Identificación de las posibles Alternativas a la Regulación.

En relación al numeral 4 del AIR, relativo a que la Dependencia u Organismo Regulador, señale y compare las alternativas con que se podría resolver la problemática identificada, la CNH incluyó las siguientes opciones:

- a) **No emitir regulación alguna.-** Esta alternativa no es aplicable para resolver la problemática, ya que no emitir disposición alguna contraviene lo establecido en el artículo 43, fracción I, inciso d) de la LH, según el cual la Comisión regula la actividad de recolección de hidrocarburos, entendida esta, conforme a lo dispuesto en el artículo 4, fracción XXXI del mismo instrumento normativo. El sector de hidrocarburos es un sector





altamente dinámico debido a su intensidad en capital y a los cambios tecnológicos asociados a su función de producción, lo cual demanda que el marco regulatorio converja a un punto en el que la regulación se encuentre a un nivel muy cercano a las actividades de los agentes económicos. En este contexto, la no implementación del marco regulatorio al sector hidrocarburos conlleva que los Operadores Petroleros acudan a las soluciones privadas, las cuales siempre serán diferentes a las soluciones óptimas sociales.

En consecuencia, es necesario implementar el presente anteproyecto para así satisfacer las necesidades del mercado, fomentando el desarrollo eficiente de la industria, promoviendo la competencia en el sector y protegiendo los intereses de los usuarios, en las actividades recolección de hidrocarburos. Cabe señalar que, si no se emite regulación alguna, los Operadores Petroleros no contarán con reglas claras respecto del desarrollo de estas actividades, asimismo, no se promoverá el uso de la infraestructura compartida. Para una estimación de los costos y beneficios que esto genera véase Anexo 7. Análisis costo – beneficio alternativas.

- b) Esquemas de autorregulación.-** Esta alternativa no es aplicable para resolver la problemática, ya que implementar esquemas de autorregulación contraviene lo establecido en el artículo 43, fracción I, inciso d) de la LH, según el cual la Comisión se encuentra facultada para regular la actividad de recolección de hidrocarburos. Si bien se advierte que en los esquemas de autorregulación los operadores petroleros que participan en las actividades de recolección de hidrocarburos son responsables de establecer sus procedimientos y especificaciones, adecuándolos a sus necesidades técnicas y financieras, dicha alternativa entrañaría que las actividades de dichos Operadores no busquen fomentar el desarrollo eficiente de la industria ni promover la competencia en el sector.

Un elemento importante a considerar en los esquemas alternativos de regulación se asocia con la creación de incentivos económicos colaterales, ya que la adopción de los procedimientos para la recolección de hidrocarburos puede verse sesgada hacia la reducción de costos operativos o la obtención de beneficios privados. En consecuencia, la instauración de esquemas de autorregulación podría implicar que los procedimientos y especificaciones técnicas de los Operadores Petroleros en materia de recolección de hidrocarburos no sean homogéneas, desalentando la competencia y la eficiencia en el uso de la infraestructura, en detrimento de los intereses de la Nación. Para una estimación de los costos y beneficios de esta alternativa, véase el Anexo 7. Análisis costo – beneficio alternativas.

- c) Esquemas voluntarios.-** Esta alternativa no es aplicable para resolver la problemática, ya que implementar esquemas voluntarios contraviene lo establecido en el artículo 43, fracción I, inciso d) de la LH, según el cual la Comisión se encuentra facultada para regular la actividad de recolección de hidrocarburos. Por ende, en las actividades de recolección de hidrocarburos, el Estado no puede conceder la potestad de auto regular aspectos de orden público a los particulares, toda vez que el Estado lleva a cabo el desarrollo de las políticas públicas con la premisa base de proteger los bienes de interés común plasmados en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Adicionalmente, la presente alternativa representa un esquema de cooperación entre el Estado y los operadores petroleros. En consecuencia, el Operador Petrolero decidirá auto adherirse si se configura el supuesto de que los beneficios generados a través del instrumento regulatorio son mayores o iguales a los que obtendría si no participara. Para una estimación de los costos y beneficios de esta alternativa véase el Anexo 7. Análisis costo – beneficio alternativas.





d) Incentivos económicos.- El esquema de incentivos económicos no es aplicable para resolver la problemática, ya que implementar estos esquemas contraviene lo establecido en el artículo 43, fracción I, inciso d) de la LH, según el cual la Comisión se encuentra facultada para expedir regulación en materia de recolección de hidrocarburos. No obstante, el componente de incentivos económicos es una herramienta que podría influir en el comportamiento público o privado. Para que esta influencia sea efectiva generalmente se ampara en las condiciones socioeconómicas del agente económico, es decir, se crea un incentivo para que el agente encuentre económicamente atractivo el cumplir con el esquema de regulación propuesta. Asimismo, el mercado de los hidrocarburos está integrado por oferentes con factores de producción intensivos en capital, en virtud de los altos requerimientos tecnológicos para la Exploración y Extracción de hidrocarburos, lo cual vislumbra un sector industrial complejo, integrado por empresas de alto poder adquisitivo. Considerando la premisa del aporte de los incentivos económicos y el tipo de estructura económica del sector hidrocarburos, se resuelve que la presente alternativa de regulación no es viable al caso concreto en análisis, toda vez que la capacidad económica de los Operadores Petroleros no permite instaurar un incentivo suficientemente atractivo para generar un efecto positivo.

Por otro lado, esta alternativa implicaría que, además de emitir las modificaciones contempladas en el Anteproyecto, se brinde un subsidio por parte del Estado a cada uno de los Operadores Petroleros para los cuales resulta aplicable. Los incentivos económicos para actividades del Sector Hidrocarburos se consideran como costo social o beneficio negativo, en el sentido de que son recursos públicos que dejan de canalizarse a otros fines tales como educación, salud, etc., y que requieren el uso de fuentes de ingresos estatales tales como deuda o impuestos que finalmente se verán reflejados en costos para los ciudadanos. Para una estimación de los costos y beneficios de esta alternativa véase el Anexo 7. Análisis costo – beneficio alternativas.

e) Otro tipo de regulación.- El emitir un mecanismo diferente al Anteproyecto o no emitir disposición alguna contraviene lo establecido en el artículo 43, fracción I, inciso d) de la LH, según los cuales la Comisión se encuentra facultada para expedir regulación en materia de recolección de hidrocarburos. En este sentido, la estimación del costo y beneficio de las alternativas de regulación resulta inoperante en virtud de que la finalidad del Anteproyecto es dotar a la Comisión de mayor control y herramientas de evaluación en el desarrollo de las actividades de recolección de hidrocarburos, así como fomentar la competencia en el sector, lo cual constituye un beneficio para el Estado que deriva de un mandato constitucional.

En virtud de lo anteriormente expuesto, este Órgano Desconcentrado consideró en el Dictamen Preliminar emitido, cabalmente atendida la sección del AIR en análisis, debido a que además de justificar ampliamente por qué las opciones indicadas no representan la mejor alternativa para el cumplimiento de los objetivos propuestos, la CNH incluyó un documento denominado Anexo 7. Análisis Costo - Beneficio alternativas Recolección.xlsx, en el que estima el impacto económico de cada una de las alternativas analizadas, del cual, a manera de resumen, la CONAMER en la siguiente tabla, retoma los costos económicos que implicaría cada opción, a saber:

Tabla 6. Beneficio económico esperado para cada alternativa.

Alternativa 1 Emisión del Anteproyecto	Alternativa 2 No emitir regulación alguna	Alternativa 3 - Esquemas de autorregulación	Alternativa 4 - Esquemas voluntarios	Alternativa 5 - Incentivos económicos
\$109,097,576,244	-\$156,316,686,518	\$2,192,267,979	\$2,193,528,163	\$104,375,665,216

Fuente: Elaboración propia con datos de CNH





V. Impacto de la regulación.

A. Carga Administrativa.

Para dar respuesta al numeral 6 del formulario del AIR, en el que se solicita que la Dependencia u Organismo Descentralizado especifique si la regulación propuesta crea, modifica o elimina trámites, la CNH hace referencia al documento "Anexo 2. Trámites Recolección. V2.docx", el cual es una nueva versión del enviado inicialmente y en el que se pueden identificar 15 trámites que se crean y el trámite que se modifica e implica cambios en costos, como resultado de la Propuesta Regulatoria, a saber:

A.1 Trámites que se crean:

1. Informe de resultados del Análisis de Mercado.
2. Aviso de exención del Análisis de Mercado.
3. Aviso de subcontratación para la construcción de infraestructura de Recolección.
4. Solicitud de aprobación de los términos y condiciones para la prestación del servicio de Recolección.
5. Aviso de suscripción de Contratos de Servicios y condiciones negociables.
6. Modalidad 1. Entrega de información a la Comisión. Inicio de operaciones.
7. Modalidad 2. Entrega de información a la Comisión. Modificación.
8. Modalidad 3. Entrega de información a la Comisión. Actualización anual.
9. Notificación de Caso Fortuito o Fuerza Mayor.
10. Plan de continuidad.
11. Modalidad 1. Solicitud de intervención. Opinión técnica de la Comisión.
12. Modalidad 2. Solicitud de intervención. Mediación.
13. Modalidad 3. Solicitud de intervención. Arbitraje.
14. Modalidad 1. Plan de Trabajo para la identificación de infraestructura de recolección.
15. Modalidad 2. Plan de Trabajo para la identificación de infraestructura de recolección – informes trimestrales.

A.2 Trámites que se modifican e implican cambio en costos:

1. CNH-06-003-B. Solicitud de Aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción.

Al respecto, la CONAMER observó que los trámites que se crearán con la Propuesta Regulatoria darán certeza jurídica a los contratistas acerca del procedimiento a seguir y la información que revisará la Comisión cuando se realice el análisis de mercado, las excepciones de dicho análisis, las subcontrataciones, entre otros. Respecto del trámite CNH-06-003-B. Solicitud de Aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción, la CNH incluyó la información relativa a la infraestructura de recolección por ductos y medios distintos a ductos, ya que es necesario identificar la infraestructura de recolección para la aprobación de los Planes de Desarrollo para la Extracción, en tal sentido, la CONAMER señaló en el respectivo Dictamen Preliminar que la estimación económica de dicha carga deberá verse reflejada en la sección de análisis costo-beneficio realizado por la CNH.

Al respecto, la CNH en el documento "Respuesta a dictamen preliminar Recolección.pdf", anexo al formulario del AIR que nos ocupa, señaló lo siguiente:

"Sobre este particular, la CNH estimó el costo de los requisitos adicionales al trámite 'CNH-06-003-B. Solicitud de Aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción Plan de Desarrollo para la Extracción', el cual incluyó en los documentos denominados 'Anexo 5. Análisis Costo - beneficio Recolección' en la sección 'B. Trámites que se modifican e implican cambio en costos' y 'Anexo 6. Metodología



Cálculo Costo_Beneficio Recolección', dentro de dicha estimación se cuantificó el costo que tendrá para los Operadores Petroleros la carga administrativa creada, dicha estimación se presenta a continuación:

Trámite 11. CNH-06-003-B. Solicitud de Aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción Plan de Desarrollo para la Extracción					
Número de Requisito	Nombre del Requisito	Persona que presenta el trámite	Número de horas	Costo por Persona (hrs)	Carga Administrativa
1	Documento que integra el Plan, con la información y el nivel de detalle establecidos en el Anexo respectivo. Se agrega a este trámite existente la especificación de que debe desagregarse la infraestructura de recolección en los archivos o tablas correspondientes.	Ingeniero	2	\$572.42	\$1,144.84

Al respecto, la CONAMER considera atendida la observación realizada, derivado de que esa Comisión realizó el cálculo de los requisitos adicionales.

Por otra parte, la CONAMER destacó que la CNH incluyó para todos los trámites a crear y modificar, la información solicitada en el formulario con los elementos previstos en el artículo 46 de la LGMR, es decir, nombre y descripción del trámite, modalidad, fundamento jurídico del cual emana, población a la que impacta, descripción de los casos en que debe o puede realizarse, tipo de ficta, plazo de resolución, plazo de prevención, medio de presentación, requisitos solicitados y criterios de resolución.

Adicionalmente, la CONAMER precisó en el Dictamen Preliminar, que los trámites indicados deberán ser enviados a la CONAMER, dentro de los diez días siguientes a que se publique la Propuesta Regulatoria en el DOF, ello en cumplimiento con el contenido previsto en el artículo 47, segundo párrafo de la LGMR. Al respecto la CNH indica que toma nota de la precisión, y se llevarán a cabo las acciones pertinentes.

B. Acciones regulatorias

Por lo que respecta al numeral 7 del AIR, el cual indica seleccionar las disposiciones, obligaciones y/o acciones distintas a los trámites, la CONAMER con base en las acciones regulatorias identificadas por la CNH y su correspondiente justificación, mismas que fueron retomadas en el presente Dictamen en el apartado de *Consideraciones al requerimiento de simplificación regulatoria* consideró atendido el presente numeral del AIR.

C. Análisis Costo-Beneficio

• **De los costos.**

Para dar seguimiento al presente numeral, en específico para los costos económicos que derivan de la Propuesta Regulatoria, la CONAMER retoma la información presentada en la sección I. *Consideraciones respecto al requerimiento de simplificación regulatoria* del presente Dictamen, las que implican las acciones contenidas en la Propuesta Regulatoria descritas ampliamente por la CNH, a lo que se suma el desglose incluido por esa Comisión en el documento 5. *Análisis Costo - beneficio Recolección V2.docx*, adjunto al formulario del AIR, en el cual esa Comisión argumenta los nuevos costos obtenidos de los trámites identificados a crear y modificar como resultado de la Propuesta Regulatoria, a partir de tres elementos: i) la carga administrativa, ii) el costo de





oportunidad y iii) la frecuencia con la que los sujetos obligados gestionan los trámites contenidos en la Propuesta Regulatoria ante la autoridad, resultando lo siguiente:

Tabla 7. Costos generados a través de los Trámites

Homoclave	Nombre del trámite	Costo agregado
Sin homoclave	Informe de resultados del Análisis de Mercado	\$ 95,054
Sin homoclave	Aviso de exención del Análisis de Mercado	\$ 20,973
Sin homoclave	Aviso de subcontratación para la construcción de infraestructura de Recolección	\$ 916
Sin homoclave	Solicitud de aprobación de los términos y condiciones para la prestación del servicio de Recolección	\$ 147,205,444
Sin homoclave	Aviso de suscripción de Contratos de Servicios y condiciones negociables	\$ 82,416
Sin homoclave	Entrega de información a la Comisión. Inicio de operaciones	\$ 85,719
Sin homoclave	Entrega de información a la Comisión. Modificación	\$ 29,535
Sin homoclave	Entrega de información a la Comisión. Actualización anual	\$ 633,325
Sin homoclave	Notificación de Caso Fortuito o Fuerza Mayor	\$ 29,537
Sin homoclave	Plan de continuidad	\$ 143,105
Sin homoclave	Solicitud de intervención. Opinión técnica de la Comisión	\$ 87,191,503
Sin homoclave	Solicitud de intervención. Mediación	\$ 43,596,292
Sin homoclave	Solicitud de intervención. Arbitraje	\$ 32,696,358
Sin homoclave	Plan de Trabajo para la identificación de infraestructura de recolección	\$ 5,724
Sin homoclave	Plan de Trabajo para la identificación de infraestructura de recolección – informes trimestrales	\$ 2,862
CNH-06-003-B	Solicitud de Aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción	\$ 11,448
Total		\$ 311,830,209

Fuente: CNH

Respecto a los costos generados derivado de las acciones regulatorias distintas a los trámites, la CNH señaló lo siguiente:

"Adicionalmente, se identificaron las acciones regulatorias distintas a los trámites, y se analizó cuáles de estas generan un costo para los regulados. Este análisis se presenta en el Anexo 3. Acciones Regulatorias Recolección.V2

Una vez identificadas las acciones regulatorias que generan costos, se procedió a estimar, con base en información de la Comisión, cada uno de los costos para el total de los operadores a los que impacta según sus condiciones."

Como se logra observar en la tabla 4, el costo de las acciones regulatorias en comento asciende a un total de \$46,640,288,844. En ese sentido se estima que el costo de cumplimiento de la Propuesta Regulatoria es de **\$46,952,119,054** pesos.

- **De los Beneficios:**

La CNH justifica los beneficios que aporta la Propuesta Regulatoria de la siguiente manera:

- I. **Beneficios**

- **Grupo o industria al que le impacta la regulación:** Operadores petroleros.





• **Describe y estime los beneficios:**

De lo señalado por la CNH se puede observar que los beneficios de la regulación están dados principalmente por el uso compartido de la infraestructura de recolección de hidrocarburos para los operadores petroleros, ya que los operadores que no cuenten con la infraestructura para realizar actividades de recolección podrán hacer uso de la infraestructura de otro, se estima que el porcentaje en uso por Pemex es del 76%, dejando un 24% para la prestación del servicio de recolección, lo que representa un beneficio por el uso compartido de una infraestructura de ductos de recolección valorada en **\$156,316,686,518** pesos.

Finalmente, del análisis realizado por la CNH el comparativo de los costos contra los beneficios regulatorios quedaría de la siguiente manera:

Tabla 8. Impacto económico regulatorio

Beneficios Netos	
Costos por cumplir con la regulación (Trámites)	\$311,830,209
Costos por cumplir con la regulación (Acciones Regulatoria)	\$46,640,288,844
Costos Totales	\$46,952,119,054
Beneficios derivados del uso compartido de infraestructura	\$156,316,686,518
Beneficio neto de la regulación	\$109,364,567,464

Fuente: CNH

Con base en lo anterior, esta Comisión considera que con los nuevos cálculos realizados por la CNH se describe de manera puntual cada uno de los elementos que implican costos por la carga administrativa generada por la emisión de los Lineamientos propuestos, así como los beneficios que implicarían los ahorros del uso compartido de la infraestructura de recolección de hidrocarburos para los operadores petroleros, ya que los operadores que no cuenten con la infraestructura para realizar actividades de recolección podrán hacer uso de la infraestructura de otro, evitando la posible duplicidad de instalaciones, lo que derivaría en un impacto económico positivo para los sujetos obligados de los Lineamientos propuestos.

D. Análisis en la Competencia.

En relación con el presente apartado, es preciso señalar que el 10 de diciembre de 2021, la Propuesta Regulatoria fue notificada a la Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE), a efecto de que esa Comisión brindara su opinión respecto de sus posibles efectos en la competencia, en el ámbito de sus atribuciones; lo anterior, con fundamento en el artículo 9^o del *Acuerdo por el que se modifica el Anexo Único, Manual de la Manifestación de Impacto Regulatorio del diverso por el que se fijan plazos para que la Comisión Federal de Mejora Regulatoria resuelva sobre anteproyectos y se da a conocer el Manual de la Manifestación de Impacto Regulatorio*⁵.

Al respecto, es necesario mencionar que de conformidad con lo indicado en la Cláusula Tercera, inciso a) del *Convenio Modificatorio al Convenio de colaboración celebrado el 23 de septiembre de 2013 entre la Comisión Federal de Mejora regulatoria y la Comisión Federal de Competencia Económica*, en el análisis de aquellas AIR con impacto moderado e impacto en la competencia (como es el caso del formulario que acompaña al anteproyecto en comentario), la COFECE cuenta

⁴ Artículo 9.- La COFEMER deberá hacer de conocimiento, en el mismo día en que los reciba, y mediante correo electrónico, a la las Manifestaciones de Impacto Regulatorio con análisis de competencia, a fin de que ésta emita su opinión y análisis. Esta opinión y análisis deberá ser integrada por COFEMER, a las resoluciones a las que se refiere el artículo 69-I y 69-J de la LFPA. Disponible en:

<http://www.cofemer.gob.mx/documentos/marcojuridico/rev2016/AMIRC.pdf>

⁵ Publicado en el DOF el 22 de diciembre de 2016.





con siete días hábiles a partir del día hábil en que esta Comisión le haya notificado para, en su caso, emitir las consideraciones u opiniones pertinentes.

Al respecto, en apego a dicho Convenio, se reitera lo comunicado en el Dictamen Preliminar del 10 de enero de 2022, respecto a la recepción de los comentarios que la COFECE consideró pertinentes, a saber:

“...

I. Antecedentes

- El 10 de diciembre de 2021, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) publicó en el portal de la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER) el ANTEPROYECTO1 acompañado de su formulario de Análisis de Impacto Regulatorio (AIR) de impacto moderado con Análisis de Impacto en Competencia (AIC);
- De acuerdo con el AIR el ANTEPROYECTO tiene como objeto establecer los parámetros y procedimientos para regular la actividad de Recolección2 que llevan a cabo los Operadores Petroleros, en términos del artículo 43, fracción I, inciso d), de la Ley de Hidrocarburos.
- El ANTEPROYECTO establece que los lineamientos son de carácter general y observancia obligatoria para los operadores petroleros que realicen o pretendan realizar actividades de recolección de petróleo, gas natural sin procesar o seco directo de campos, condensados, líquidos del gas natural e hidratos de metano, una vez que éstos han sido extraídos del subsuelo, mediante un sistema de recolección.

II. Consideraciones

a) Posibilidad de que se sujete a los operadores petroleros a criterios regulatorios ambiguos

El artículo 28 de los ANTEPROYECTO establece que la CNH a propuesta del operador petrolero determinará el porcentaje de capacidad del sistema de recolección por ductos para uso del operador petrolero para lo cual considerará: (i) el volumen de hidrocarburos que el operador petrolero planea conducir de conformidad con la información descrita en los planes presentados y aprobados por la CNH; (ii) el análisis del volumen de hidrocarburos que el operador petrolero planeó conducir; y (iii) otros datos e información que se estimen convenientes.

No obstante, el mismo artículo señala que si en la evaluación de la información presentada por el operador petrolero, la [CNH] observa **que el porcentaje propuesto no promueve el desarrollo de las actividades de extracción de hidrocarburos en beneficio del país, podrá determinar el porcentaje de capacidad que pueda destinarse a la Recolección de Hidrocarburos extraídos por el Operador Petrolero, sin perjuicio de que este pueda presentar una nueva propuesta en términos de los dispuesto en el presente capítulo**. (Énfasis añadido).

Esta disposición podría resultar ambigua y generar incertidumbre entre los regulados ya que el ANTEPROYECTO no define qué criterios utilizará la CNH para determinar si el porcentaje de capacidad del sistema de recolección 'promueve el desarrollo' en las actividades de extracción de hidrocarburos, lo que podría inhibir la participación de un mayor número de operadores petroleros en la actividad de recolección.





En este sentido, se sugiere especificar de manera clara y transparente qué criterios se utilizarán para definir si 'un porcentaje que promueva el desarrollo' con el propósito de no generar espacios de incertidumbre para los regulados o de discrecionalidad para la autoridad'.

A partir de lo anterior, la CONAMER consideró necesario que la CNH respondiera a las consideraciones planteadas por la COFECE, a fin de contar con los argumentos que le permitan justificar la emisión de los Lineamientos motivo de la presente Propuesta Regulatoria, debido a que, desde la visión de esa Comisión como autoridad en materia de competencia, existe la posibilidad de que se sujete a los operadores petroleros a criterios regulatorios ambiguos.

En respuesta de lo anterior, la CNH incluyó el documento "Respuesta a dictamen preliminar Recolección.pdf" en el que justifica lo observado con los siguientes argumentos:

"En atención a los comentarios de COFECE y de otros particulares realizados en la consulta pública, la CNH analizó la pertinencia de las obligaciones contenidas en el capítulo referente al uso del sistema de recolección por parte del operador petrolero, encontrando que el objetivo de las mismas, correspondiente a promover el uso compartido de la infraestructura, ya se encuentra contemplado en el Anteproyecto a través de diversos mecanismos, que en su conjunto se consideran suficientes para promover el desarrollo de la actividad de recolección. En este sentido, se elimina el capítulo referente al uso del sistema de recolección por parte del operador petrolero, el cual incluye la obligación de obtener la aprobación de la CNH del porcentaje de capacidad del sistema de recolección por ductos para uso del operador petrolero, y su modificación, eliminando así la posible ambigüedad a la que hace referencia COFECE".

VI. Cumplimiento y aplicación de la propuesta.

Por lo que respecta al numeral 12 del formulario del AIR, relativo a los mecanismos a través de los cuales se implementará la regulación, la CNH indicó que cuenta con los recursos técnicos suficientes para la implementación de la regulación, por lo que no requiere recursos públicos adicionales, además señaló que la regulación y su seguimiento se dará a través de la Dirección General de Dictámenes de Extracción; así como por la Dirección General de Información, Metodologías y Estadística, la primera tiene la facultad, entre otras, de proponer al Órgano de Gobierno el dictamen técnico del plan de desarrollo para la extracción, así como de sus programas asociados que presenten los asignatarios o contratistas y supervisar su ejecución en términos de la normativa aplicable (cabe señalar que la recolección es una de las actividades incluidas en la extracción de hidrocarburos), mientras que la segunda tiene encomendada la facultad de publicar análisis estadísticos sobre la producción de hidrocarburos, así como de la exploración y extracción de hidrocarburos, en cumplimiento con lo establecido en el artículo 35, fracción V y 43, fracción I del Reglamento Interno de esa Comisión, derivado de lo cual la CONAMER lo consideró atendido en el Dictamen Preliminar del 10 de enero de 2022.

VII. Evaluación de la propuesta.

Por lo que respecta al numeral 13 del formulario del AIR, relativo a los medios a través de los cuales se evaluará el logro de los objetivos de la regulación, la CONAMER consideró en el ya mencionado Dictamen Preliminar que ese Órgano Regulator atendió lo solicitado en el formulario, toda vez que la CNH evaluará a través de las áreas técnicas correspondientes, y en particular la Dirección General





de Dictámenes de Extracción, la información remitida por los operadores petroleros para la aprobación de los planes de desarrollo para la extracción o programas de trabajo y presupuesto que deban ser aprobados o notificados, así como en sus modificaciones, en los cuales se debe contemplar la construcción de nueva infraestructura de recolección, así como en los términos y condiciones para la prestación del servicio de recolección aprobados por la Comisión. Adicionalmente la CNH señaló que, la Dirección General de Dictámenes de Extracción verificará el cumplimiento de los requisitos establecidos en la regulación, de conformidad con lo establecido en el artículo 35, fracción I del Reglamento Interno de la Comisión.

VIII. Consulta Pública.

Con relación al numeral 14 del formulario del AIR, en el que se solicita se indique si se consultó a las partes y/o grupos interesados para la elaboración de la regulación, esa Comisión indicó que sí se realizó dicha consulta a través del Consejo Consultivo de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en la que estuvieron presentes la Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos, la Barra Mexicana de Abogados, la Universidad Autónoma de Nuevo León, el Instituto Mexicano del Petróleo, la Facultad de Ingeniería de la UNAM y el Colegio de ingenieros petroleros de México A. C., especificando diversas recomendaciones que fueron incluidas en la Propuesta Regulatoria.

Asimismo, se señaló que desde el día en que se recibió el Propuesta Regulatoria se hizo pública a través del portal electrónico de esta Comisión, en cumplimiento a lo dispuesto por el artículo 73 de la LGMR. En consecuencia, la CONAMER comunicó a la CNH los comentarios recibidos hasta la fecha del oficio del Dictamen Preliminar de parte de los particulares interesados en la Propuesta Regulatoria, por lo que resultaba necesario que esa Comisión respondiera a todas y cada una de las observaciones vertidas argumentando si resultan procedentes o no.

A partir de lo anterior, la CNH mediante el documento "Atención consulta pública.pdf", anexo al formulario del AIR da respuesta a los comentarios recibidos durante la consulta pública que se encuentran visibles en el portal de CONAMER a través de la liga electrónica:

<https://cofemersimir.gob.mx/expedientes/26711>

En ese contexto, en relación con las respuestas incluidas en el anexo citado, la CONAMER considera conveniente que esa Comisión abunde en su justificación en los siguientes puntos:





Comentario promovente	Respuesta CNH	Observación CONAMER
<p>Pemex:</p> <p>"[...] algunas de las acciones previstas en el Anteproyecto tendrían como efecto que se actualizarán algunos de los supuestos de modificación de dichos PDE en términos del artículo 62 de los Lineamientos. Esta situación generaría que un operador con las características y número de PDE vigentes que tiene Pemex Exploración y Producción (PEP) deba llevara cabo la actualización de un número importante de PDE ante la Comisión Nacional de Hidrocarburos (Comisión o CNH), con los costos administrativos y económicos en los que se incurrirán."</p>	<p>"El Anteproyecto no adiciona ningún supuesto de modificación al artículo 62 de los Lineamientos de Planes, por lo tanto, la regulación únicamente puede derivar en una modificación en los casos en los cuales como resultado del análisis de mercado, o de una solicitud cbe un usuario o solicitante, requiera realizar ampliaciones o extensiones no previstas en los planes o programas aprobados por la Comisión, y esas ampliaciones o extensiones a su vez impliquen la actualización de alguno de los supuestos contenidos en los Lineamientos de Planes.</p> <p>Adicionalmente, es importante señalar que las solicitudes de prestación del servicio están sujetas al análisis de la factibilidad técnica y económica, que en su caso derivarán en acuerdos entre las partes. Así, cualquier costo adicional que pueda generarse la prestación del servicio sujeto a ser recuperado mediante tarifas y los acuerdos en términos económicos a los que puedan llegar las partes.</p> <p>Adicionalmente, cabe señalar que se revisaron los diferentes tramites y acciones regulatorias contenidas en el anteproyecto eliminando, unificando y modificando algunos de ellos con el fin de disminuir la carga administrativa generada, logrando una reducción de \$266,991,221 con respecto al texto originalmente planteado."</p>	<p>Al respecto y de conformidad con la justificación que anexa la CNH, en la que indica que cualquier costo adicional que pueda generarse por la prestación del servicio sujeto a ser recuperado mediante tarifas y los acuerdos en términos económicos a los que puedan llegar las partes, esta CONAMER considera que se debe realizar una evaluación de la necesidad de la aprobación de la CNH en caso de que el operador petrolero realice cambios a los Planes de Desarrollo para la Extracción y la posibilidad de los operadores de incurrir en un incumplimiento, con la finalidad de brindar mayor certeza jurídica a los particulares.</p>





Comentario promovente	Respuesta CNH	Observación CONAMER
<p>"El Anteproyecto refiere el Título IV en materia de medición denominado "De la medición y Calidad", el cual no corresponde con el objeto ni alcance de la regulación que la Comisión pretende emitir, tal y como se advierte de los considerandos dei (sic) propio Anteproyecto. En su caso, los aspectos que la CNH desea induirdeberán (sic) estar contenidos en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH), por lo que PEP considera conveniente que la Comisión revise que aspectos deberían mantenerse en el Anteproyecto y, en su caso, eliminarse en el referido Título IV"</p>	<p>"El artículo 37 del Anteproyecto remite a los LTMMH, por cuanto menciona que "El Operador Petrolero será responsable de la medición de los Hidrocarburos que se conduzcan a través del Sistema de Recolección, de conformidad con lo establecido en la Normativa aplicable", por lo que no se están modificando las disposiciones vigentes en materia de medición.</p> <p>En cuanto a los artículos 38 y 39, se establece la necesidad de contar con una metodología de balances entre las partes para facilitar el acuerdo comercial a través de penalizaciones y compensaciones, así como lo relativo a la aceptación de hidrocarburos, por lo que la Comisión considera que no se contradice, sino que se enriquece lo establecido en los Lineamientos de Medición en aquellas acciones relativas exclusivamente a recolección."</p>	<p>La CONAMER considera necesario se justifique de una forma más clara y robusta la necesidad de incluir la mencionada metodología de balances a fin de brindar mayor certeza jurídica a los operadores petroleros.</p>
<p>"Asimismo, es necesario establecer límites claros para la actividad de recolección, de tal manera que se pueda diferenciada de la de transporte — que sería competencia de la Comisión Reguladora de Energía —, considerando los posibles casos que puedan presentarse dada la diversidad de la infraestructura de producción."</p>	<p>"El artículo 2 del Anteproyecto busca atender la problemática referente a la falta de claridad en los límites para la actividad de recolección y su diferencia con el transporte, al considerarlos posibles casos que pueden presentarse dependiendo de la infraestructura de recolección y establecer cuál sería el punto límite de esta en cada escenario. Por lo tanto, la CNH considera que este comentario ya se encuentra atendido con el Anteproyecto."</p>	<p>En este sentido, la CONAMER considera que esa Comisión puede brindar una respuesta que brinde mayor claridad respecto a la observación planteada por PEMEX sobre considerar en todo momento la definición de recolección, en términos del artículo 4, fracción XXI de la LH, la cual refiere que se trata del acopio de los hidrocarburos de cada pozo del yacimiento una vez que han sido extraídos del subsuelo, mediante un sistema de líneas de descarga que van desde el cabezal de los pozos hasta las primeras baterías de separación o, en su caso, hasta los sistemas de transporte.</p>

4





Comentario promovente	Respuesta CNH	Observación CONAMER
"No existe claridad sobre las responsabilidades en la atención de daños en los sistemas de recolección (fugas, actos delictivos, tomas clandestinas, etc)."	"El Anteproyecto establece que, cuando se trata de convenios de inversión o interconexiones, las partes deberán acordar lo relativo a las responsabilidades de cada una. Asimismo, cuando se subcontrate los servicios de un tercero para la construcción de infraestructura de Recolección, la responsabilidad continuará recayendo en el Operador Petrolero. Para los demás casos, las responsabilidades están debidamente establecidas en las asignaciones o contratos correspondientes."	Al respecto la CONAMER considera que se debe evaluar por parte de esa Comisión la necesidad de que se establezca esta precisión en el Anteproyecto para fines de certeza jurídica de los operadores que plantea PEMEX o bien justificar porque no sería necesario.

En ese sentido, este Órgano Desconcentrado considera necesario que la CNH realice las aclaraciones correspondientes, pues el artículo 75, párrafo tercero de la LGMR, establece que el Dictamen Preliminar deberá considerar las opiniones que en su caso se reciban de los interesados y comprenderá, entre otros aspectos, una valoración sobre si se justifican las acciones contenidas en la Propuesta Regulatoria, así como el cumplimiento de los principios y objetivos de la política de mejora regulatoria, por lo que dichas aclaraciones permitirán a la CONAMER realizar la valoración correspondiente.

Por todo lo expresado con antelación, la CONAMER queda en espera de que la CNH brinde la respuesta correspondiente al presente **Dictamen Preliminar**, manifestando sus argumentos respecto de los comentarios realizados, y en su caso realice las modificaciones que correspondan al AIR y/o a la Propuesta Regulatoria, o bien, justifique las razones por las que no consideró pertinente su incorporación, en cumplimiento con lo señalado por el artículo 75 de la LGMR.

Cabe señalar, que esta Comisión se pronuncia sobre el AIR y la Propuesta Regulatoria en los términos en que fueron presentados a la CONAMER, sin prejuzgar sobre cuestiones de legalidad, competencia y demás aspectos distintos a los referidos en el artículo 8 de la LGMR.

Lo anterior, se comunica con fundamento en los preceptos jurídicos mencionados en el presente oficio, así como en los Transitorios Séptimo y Décimo de la LGMR y en el artículo 9, fracción XI del Reglamento Interior de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria⁶.

Sin otro particular, aprovecho la ocasión para enviarle un cordial saludo.

Atentamente
El Comisionado Nacional


DR. ALBERTO MONTOYA MARTÍN DEL CAMPO



⁶ Publicado en el DOF el 28 de enero de 2004, con su última modificación publicada el 9 de octubre de 2015.

