

De: Norma Externa PCL <norma.externapcl@pemex.com>
Enviado el: martes, 23 de octubre de 2018 11:28 a. m.
Para: Contacto CONAMER
CC: Roman Chavez Enrique; Silva Hernandez Carlos Benjamin; Avendaño Verduzco Maria Paulina; Quezada Cano Miguel Aurelio; Maldonado Gonzalez Susana Del Carmen; Trejo Fuentes Joel; Martinez Corona Maria Del Pilar; Moreno Ruiz Luis Bruno; Mayen Torres Adolfo; Rincon Sanchez Juan Carlos; Montalvo Guzman Claudia Odette; Vazquez Meza Carolina; Vazquez Sahagun Jesus Humberto; Vazquez Moreno Maricela; Rodriguez Alvarez Dolores Edith; Flores Rivas Juan Miguel; Maldonado Ramirez Francisco Apolonio
Asunto: Comentarios PEP EXP. 04/0071/270718 DACG LINEAMIENTOS PARA LA PREVENCIÓN Y CONTROL INTEGRAL DE LAS EMISIONES DE METANO DEL SECTOR HIDROCARBUROS
Datos adjuntos: 231018 Comentarios PEP EXP. 04.0071.270718 DACG gas metano ASEA.pdf



COMPLIANCE

Empresa competitiva, confiable y honesta

Con relación al Expediente Regulatorio identificado con número **04/0071/011018** registrado en CONAMER por la SEMARNAT el pasado 27 de julio de 2018, denominado **"DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESTABLECEN LOS LINEAMIENTOS PARA LA PREVENCIÓN Y EL CONTROL INTEGRAL DE LAS EMISIONES DE METANO DEL SECTOR HIDROCARBUROS"**, el cual al día de hoy 23 de octubre de 2018 se encuentra con estatus de Dictamen Total No Final emitido el 07/09/2018 y con Respuesta a Dictamen el 16/10/2018, tal como se acredita en las pantallas anexas líneas abajo, hacemos llegar los comentarios realizados a dicho anteproyecto por parte de la Subgerencia de Cumplimiento Regulatorio perteneciente a la Gerencia del mismo nombre de la empresa productiva del estado subsidiaria Pemex Exploración y Producción, con el propósito de que sean registrados en el portal electrónico de esa Comisión y sean valorados y considerados por parte de la dependencia emisora y de la propia Comisión, al momento de emitirse el dictamen y respuesta al Dictamen correspondiente, así como la versión final de dicho anteproyecto.

**Emite
tus comentarios:**

No. Expediente:	04/0071/270718
Título del anteproyecto:	DISPOSICIONES Administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la prevención y el control integral de las emisiones de metano del Sector Hidrocarburos.
Dependencia:	SEMARNAT - Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales
Fecha de apertura:	27/07/2018
Fecha de publicación en el portal:	27/07/2018
Fecha de publicación en el D.O.F.:	No se ha establecido aún



DOCUMENTOS QUE CONFORMAN EL EXPEDIENTE

Tipo de documento	Fecha de emisión	Remitente	Referencia
MIR de alto impacto con análisis de impacto en la competencia y análisis de riesgos	27/07/2018	Jorge Carlos Hurtado Valdez	SEMARNAT/45614
Aceptar Acuerdo de Calidad Regulatoria	10/08/2018	Luis Calderón Fernández	COFEME/18/3149
Comentario de dependencia.(B000182929)	20/08/2018	Rodrigo Ignacio Chávez del Castillo	SIN NÚMERO
Comentario de particulares(B000182930)	20/08/2018	Leonardo Robles Castillo	TCPL-CFMR-0000-0012
Comentario de particulares(B000183001)	23/08/2018	Dr. Adrián Fernández Bremauntz	SIN NÚMERO
Comentario de particulares(B000183009)	24/08/2018	Mtro. Manuel Molano Ruiz	SIN NÚMERO
Comentario de particulares(B000183017)	24/08/2018	Gisseñe García Maning	SIN NÚMERO
Comentario de particulares(B000183021)	24/08/2018	Ing. Adriana de Almeida Lobo	SIN NÚMERO
Comentario de dependencia.(B000183040)	27/08/2018	Ing. Josefina Bravo Zamudio	SIN NÚMERO
Comentario	27/08/2018	JOSEFINA BRAVO ZAMUDIO	B000183036
Comentario de particulares(B000183080)	28/08/2018	Laura F. Rodríguez Harker / Drew Nelson	SIN NÚMERO
Comentario de particulares(B000183156)	03/09/2018	Lorena Patterson	SIN NÚMERO
Comentario de dependencia.(B000183165)	04/09/2018	Lic. Rodrigo Ignacio Chávez Del Castillo	SIN NÚMERO
Comentario de dependencia.(B000183166)	04/09/2018	Lic. Rodrigo Encalada Pérez	SIN NÚMERO
Comentario de particulares(B000183190)	05/09/2018	Gustavo Alcaraz Buenrostro	SIN NÚMERO

DOCUMENTOS QUE CONFORMAN EL EXPEDIENTE

Tipo de documento	Fecha de emisión	Remitente	Referencia
Comentario de particulares(B000183191)	05/09/2018	I.Q. Guillermo San Martín	SIN NÚMERO
Comentario de particulares(B000183197)	06/09/2018	Jonathan M. Banks	SIN NÚMERO
Comentario de particulares(B000183201)	06/09/2018	Dr. Mario Molina Pasquel	SIN NÚMERO
Comentario de particulares(B000183204)	06/09/2018	Jorge Daniel Tallant	SIN NÚMERO
Comentario de particulares(B000183216)	07/09/2018	Allison Bender Corbett	SIN NÚMERO
Comentario de particulares(B000183218)	07/09/2018	Tatiana Ramos Maza	CIMEX/018/18
Dictamen total NO final	07/09/2018	Julio César Rocha López	COFEME/18/3486
Comentario de particulares(B000183220)	07/09/2018	Raymundo Piñones de la Cabada	SIN NÚMERO
Comentario de particulares(B000183225)	07/09/2018	Alejandra Salazar Dreja	SIN NÚMERO
Comentario de particulares(B000183226)	07/09/2018	Priscilla Villa	SIN NÚMERO
Comentario de particulares(B000183227)	07/09/2018	José Eduardo Rolón Sánchez	SIN NÚMERO
Comentario de particulares(B000183229)	07/09/2018	Raymundo Piñones de la Cabada	SIN NÚMERO
Comentario de particulares(B000183230)	07/09/2018	Drew Nelson/ Jonathan Banks/ Sergio Sanchez/ Pablo Lopez Legarreta	SIN NÚMERO
Comentario de particulares(B000183238)	10/09/2018	Ing. J. Alberto Cruzado Martínez	SIN NÚMERO
Comentario de dependencia.(B000183239)	10/09/2018	Joel Trejo Fuentes	SIN NÚMERO

DOCUMENTOS QUE CONFORMAN EL EXPEDIENTE

Tipo de documento	Fecha de emisión	Remitente	Referencia
Comentario de particulares(B000183248)	10/09/2018	Drew Nelson/ Jonathan Banks/ Sergio Sanchez/ Pablo Lopez Legarreta	SIN NÚMERO
Comentario de dependencia.(B000183466)	28/09/2018	Joel Trejo Fuentes	SIN NÚMERO
Respuesta a Dictamen	16/10/2018	Jorge Carlos Hurtado Valdez	SEMARNAT/46172
Comentario de dependencia.(B000183847)	22/10/2018	Rodrigo Ignacio Chávez Del Castillo	SIN NÚMERO

Atentamente,
Gerencia Jurídica de Cumplimiento Legal

FORMATO PARA EMISIÓN DE COMENTARIOS:

COMENTARIOS CONAMER

NOMBRE DE ANTEPROYECTO:	Disposiciones Administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la prevención y el control integral de las emisiones de metano del Sector Hidrocarburos
NÚMERO DE EXPEDIENTE COFEMER:	04/0071/270718
FECHA DE PUBLICACIÓN EN EL PORTAL:	27/07/2018 (respuesta a dictamen)
ÁREA DE PEMEX RESPONSABLE DE COMENTARIOS (DIRECCIÓN, SUBDIRECCIÓN, GERENCIA):	Gerencia de Cumplimiento Regulatorio de Exploración y Producción, Subdirección de Aseguramiento Tecnológico

# DE ARTÍCULO O REFERENCIA DE PARTE A MODIFICAR.	DICE	DEBE DECIR	<u>JUSTIFICACIÓN/COMENTARIOS</u>
A. Observaciones generales			
1. Se considera necesario que al momento de emitir las disposiciones, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA o Agencia) debe cuidar que éstas <u>sean consistentes en cuanto a su alcance y obligaciones con las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos</u> (Disposiciones CNH) emitidas por la Comisión Nacional del Hidrocarburos (CNH) y publicadas en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 7 de enero de 2016. Lo anterior, considerando que ambos regulan actividades en materia de gas natural definido en términos del artículo 4, fracción XVII de la Ley de Hidrocarburos (LH) y en el caso del anteproyecto tratándose de uno de sus componentes como lo es el metano, con la finalidad de evitar la emisión de normatividad que pudiera ser inconsistente en perjuicio de los regulados o, en su caso, que genere duplicidad de obligaciones y trámites que restrinjan la capacidad de operación de esos regulados e incrementen sus costos de cumplimiento regulatorio en forma innecesaria. 2. Considerando que el anteproyecto establece diversos porcentajes como meta a cumplir por parte de los regulados, Pemex Exploración y Producción (PEP) considera conveniente que la Agencia indique los estándares o prácticas internacionales considerados para determinar esos porcentajes, tomando en cuenta el impacto en el desarrollo de actividades en materia de exploración y extracción de hidrocarburos que podría tenerse al dar cumplimiento a esas metas, en perjuicio del cumplimiento que debe darse a otras obligaciones a cargo de los operadores petroleros.			

3. Se recomienda establecer en las Disposiciones la información que deben presentar los regulados en los anexos referidos en las mismas, con la finalidad de proporcionar la certeza jurídica necesaria a los regulados, y facilitar el llenado de dichos anexos para efectos de los diferentes trámites señalados en el anteproyecto.

4. PEP estima que el anteproyecto no resulta preciso en diversos aspectos, por lo que PEP solicita atentamente a la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER) que se revise si el anteproyecto con base en las premisas establecidas en los artículos 7 y 8 de la Ley General de Mejora Regulatoria.

Al efecto, los aspectos que deben considerar en lo particular son los siguientes:

- Procurar que las regulaciones que se expidan generen beneficios superiores a los costos y produzcan el máximo bienestar para la sociedad
- Promover la eficacia y eficiencia de la regulación, trámites y servicios de los sujetos obligados
- Procurar que las regulaciones no impongan barreras al comercio internacional, a la libre competencia y la competencia económica
- Generar seguridad jurídica, claridad y transparencia en la elaboración y aplicación de las regulaciones, trámites y servicios
- Simplificar y modernizar los trámites y servicios
- Mejorar el ambiente para hacer negocios
- Facilitar a las personas el ejercicio de los derechos y el cumplimiento de sus obligaciones
- Coadyuvar en las acciones para reducir el costo económico derivado de los requerimientos de trámites y servicios establecidos por parte de los sujetos obligados

B. Análisis costo beneficio

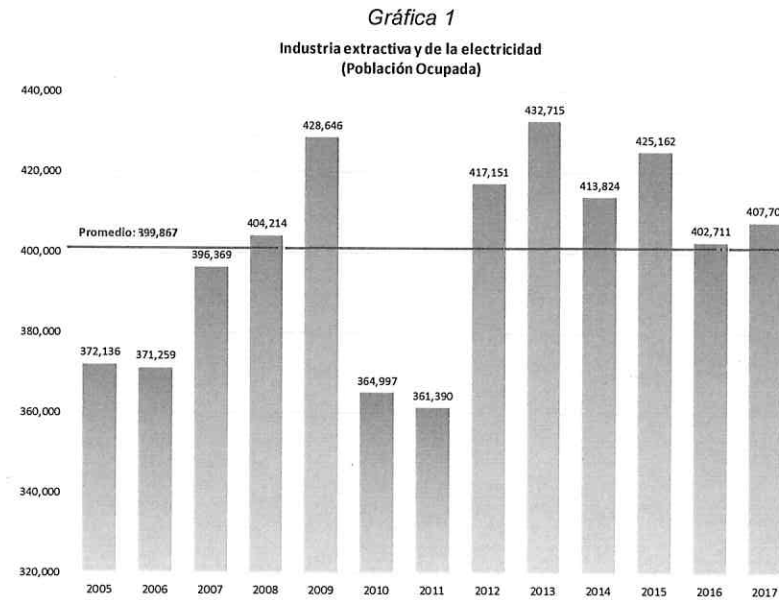
1. Se observa que en la página 6 de la respuesta de la ASEA a la CONAMER se comenta que *“(...) la integración de los costos se presenta de manera global y unitaria, con base en la máxima información pública existente, misma que está referida a lo largo del cuerpo del AIR y sus anexos. En virtud de lo anterior, hasta el momento de presentar y desarrollar el AIR correspondiente al anteproyecto de mérito, no se cuenta con la información de cada uno de los equipos, componentes y operaciones de pozos que tienen que ser adquiridos o modificados de acuerdo con lo establecido en la regulación, que como lo especifica el particular, pudieran ser cientos de unidades; bajo tal consideración, no se cuenta con la información referida de manera precisa, diferenciada y desagregada. Bajo estos argumentos, no es posible obtener o utilizar la información relativa a la infraestructura o instalaciones que pudiesen emitir metano. En consecuencia, no es viable determinar las erogaciones que conlleva la regulación propuesta (...).”* (Énfasis añadido)

Lo anterior, resulta importante ya que demuestra que la ASEA no tiene una estimación clara y precisa de los costos que conllevará la regulación en comento, por lo que con ello se solicita a la CONAMER analice su respuesta ya que en el oficio correspondiente al Dictamen Total No Final se había señalado que los beneficios eran mayores a los costos. No obstante, con lo que señala la Agencia queda demostrado que se está regulando sin conocer a detalle los pormenores de la industria del sector de hidrocarburos, así como los impactos que una regulación mal aplicada.

Ello, en atención de que se trata de una actividad económica fundamental para el desarrollo y crecimiento económico del país.

2. En ese mismo sentido, **PEP considera que la COFECE debe pronunciarse al respecto antes de que se emita dictamen final alguno**, ya que derivado de la regulación en comento, se puede afectar la competitividad del sector nacional respecto de sus contrapartes internacionales, así como la aplicación de la misma a nivel local muestra una carga monetaria a un solo operador petrolero.

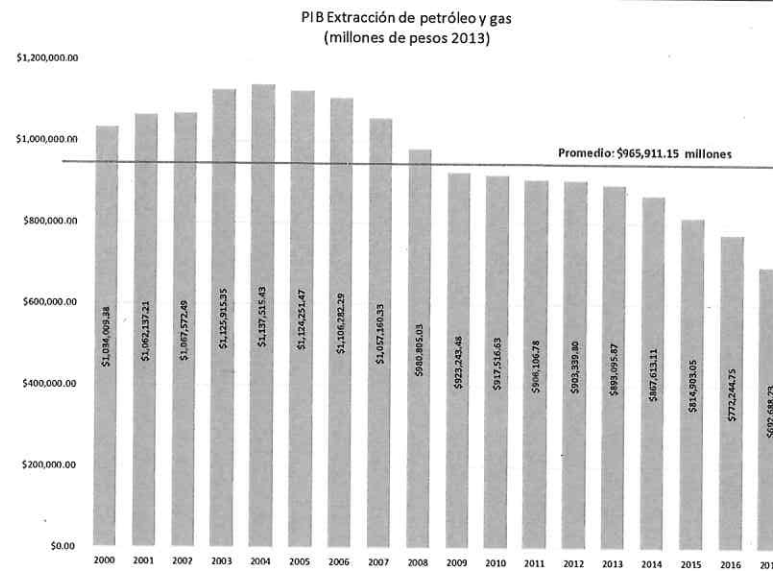
3. Asimismo, es importante señalar que, con base en el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), a través de su Encuesta Nacional de Ocupación y Empleo (ENOE), podemos observar que durante los últimos 13 años han laborado en esta industria prácticamente 400 mil personas cada año:



Fuente: Cálculos propios con datos de la ENOE

La aportación al Producto Interno Bruto (PIB) tanto del sector como nacional es importante:

Gráfica 2



Fuente: Cálculos propios con datos del INEGI

En este mismo orden de ideas, utilizando los Censos Económicos 2014, deflactando a precios de diciembre de 2017, podemos inferir que diariamente la actividad económica ejerce recursos numerosos:



Fuente: Cálculos propios con datos de los Censos Económicos 2014

La información anterior, cuya fuente es pública, es importante porque al emitir una regulación lo que se busca es generar certeza y certidumbre jurídicas, mayores beneficios que costos, y hacer más competitivo al sector que se regula. La regulación que se pretende emitir si tiene un fin correcto, no cuenta con la información necesaria para poder afirmar si ésta generará mayores beneficios que costos, mismos que PEP ha señalado en oficios anteriores que no es así, lo cual da como resultado que se esté cayendo en un error de la regulación tipo II (sobre regulación del sector), derivando en impactos negativos en la viabilidad financiera, económica y social del sector.

4. Por otra parte, la ASEA señala en su respuesta que "bajo estas observaciones, y con el objetivo de brindar respuesta al particular, se señala que, efectivamente, los daños por fenómenos hidrometeorológicos representaron \$21,950 millones de pesos producidos por emisiones de GEI, no obstante, si bien se consideró el 26.6% (27% en número cerrado) que es la participación del metano en los GEI, también se consideró el porcentaje de participación de emisiones de metano en el sector hidrocarburos, a saber, el 15%. Por lo tanto, los beneficios se calcularon con base en la reducción esperada de las emisiones de metano producidas en el sector hidrocarburos. En consecuencia, no se sobreestiman los beneficios, toda vez que estos se cuantificaron a partir del porcentaje de emisión de metano en el sector comentado".

Derivado de lo anterior, PEP, con base en la información proporcionada expone lo siguiente:

Tabla 1

Año	Refinación del petróleo + Petróleo y gas natural (Emisiones Gas Metano)	Emisiones Netas Gg en CO ₂ e	Emisiones Totales (sin 3B tierra) Gg en CO ₂ e	Refinación del petróleo + Petróleo y gas natural (% Emisiones Netas)	Refinación del petróleo + Petróleo y gas natural (% Emisiones Totales)
1990	9,079.40	296,475.36	444,741.57	3.06%	2.04%
1991	9,381.42	304,965.65	453,231.87	3.08%	2.07%
1992	9,402.21	306,867.10	455,133.32	3.06%	2.07%
1993	9,250.45	310,232.51	458,498.73	2.98%	2.02%
1994	9,191.41	334,455.29	482,721.51	2.75%	1.90%
1995	9,118.31	323,118.91	471,385.13	2.82%	1.93%
1996	10,043.26	345,178.51	493,444.73	2.91%	2.04%
1997	10,964.86	369,545.57	517,811.78	2.97%	2.12%
1998	11,695.20	395,460.62	543,726.83	2.96%	2.15%
1999	11,567.55	380,546.96	528,813.18	3.04%	2.19%
2000	12,883.16	388,144.75	536,410.97	3.32%	2.40%
2001	13,712.31	382,265.95	530,532.17	3.59%	2.58%
2002	14,563.22	399,155.67	550,267.25	3.65%	2.65%
2003	15,850.04	401,514.63	552,626.21	3.95%	2.87%
2004	16,428.92	409,452.02	560,563.60	4.01%	2.93%
2005	16,812.55	427,037.60	578,149.18	3.94%	2.91%
2006	17,197.60	449,984.12	601,095.70	3.82%	2.86%
2007	17,080.69	487,404.00	633,980.59	3.50%	2.69%

2008	16,204.60	532,832.62	679,409.21	3.04%	2.39%
2009	15,454.33	511,852.74	658,429.33	3.02%	2.35%
2010	15,275.60	509,995.58	656,572.17	3.00%	2.33%
2011	15,075.55	520,297.95	668,644.02	2.90%	2.25%
2012	14,976.79	510,597.93	658,944.00	2.93%	2.27%
2013	14,893.76	520,197.98	668,880.55	2.86%	2.23%
2014	14,735.99	521,668.39	670,014.46	2.82%	2.20%
2015	21,135.47	534,613.03	682,959.10	3.95%	3.09%

Fuente: elaboración propia con información del INECC

Al respecto, una forma de calcular los beneficios será multiplicando el monto estipulado de daños anuales por los fenómenos que se indican por el porcentaje de participación del sector de hidrocarburos en las emisiones de gas metano respecto del total de GEI. La otra multiplicando el monto anual por los fenómenos hidrometeorológicos por la participación en los GEI del gas metano (26.6%). Posteriormente, el monto obtenido se tiene que multiplicar por la participación del sector de hidrocarburos (14.88%) y finalmente, la cifra obtenida por el 80% en la reducción que se pretende.

Adicionalmente, con base en la información del INECC se observa que inclusive la participación de la industria dentro de las emisiones de gas metano respecto a otras actividades económicas representa menos del 30%:

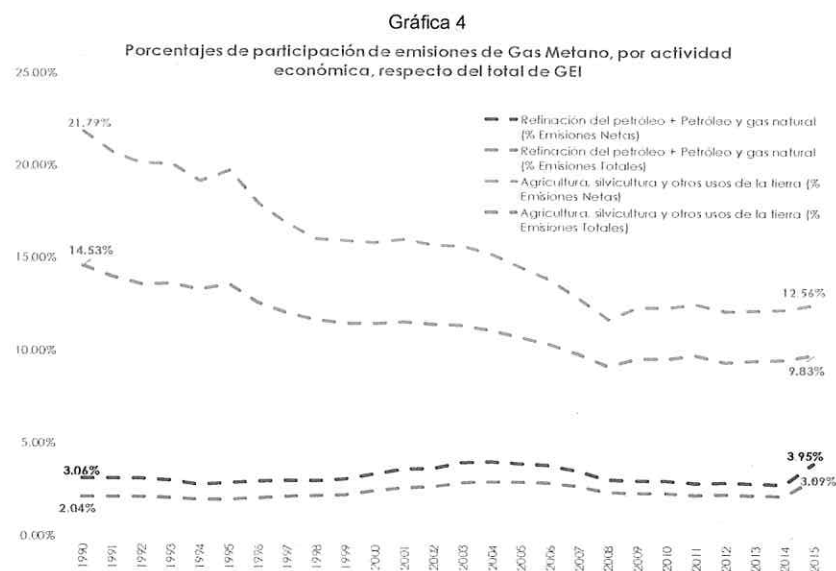
Tabla 2

Año	Refinación del petróleo + Petróleo y gas natural	Porcentaje de participación del sector Hidrocarburos, respecto al total de emisiones de gas metano	Agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra	Porcentaje de participación de la agricultura, respecto al total de emisiones de gas metano
1990	9,079.40	9.93%	64,612.48	70.69%
1991	9,381.42	10.31%	63,124.47	69.40%
1992	9,402.21	10.37%	61,720.18	68.09%
1993	9,250.45	9.96%	62,318.28	67.10%
1994	9,191.41	9.62%	64,086.37	67.09%
1995	9,118.31	9.46%	63,780.88	66.18%
1996	10,043.26	10.31%	61,837.90	63.48%
1997	10,964.86	10.99%	62,240.23	62.39%
1998	11,695.20	11.41%	63,373.69	61.83%
1999	11,567.55	11.59%	60,664.38	60.80%
2000	12,883.16	12.50%	61,512.34	59.68%
2001	13,712.31	13.20%	61,222.62	58.95%
2002	14,563.22	13.66%	62,725.25	58.82%
2003	15,850.04	14.50%	62,968.93	57.62%

2004	16,428.92	15.10%	62,332.79	57.30%
2005	16,812.55	15.09%	62,076.93	55.71%
2006	17,197.60	15.09%	62,465.91	54.82%
2007	17,080.69	14.67%	62,433.73	53.63%
2008	16,204.60	13.62%	62,579.14	52.61%
2009	15,454.33	12.45%	63,383.37	51.06%
2010	15,275.60	11.99%	63,188.07	49.60%
2011	15,075.55	11.32%	65,348.05	49.07%
2012	14,976.79	11.60%	62,237.99	48.19%
2013	14,893.76	11.33%	63,701.59	48.47%
2014	14,735.99	11.11%	64,074.83	48.31%
2015	21,135.47	14.88%	67,156.27	47.27%

Fuente elaboración propia con datos del INECC

Lo mismo se observa en la participación marginal del sector en las emisiones de CH₄, respecto del total de GEI, en comparación de otras actividades, tal como se puede observar en la siguiente gráfica:



Fuente: Elaboración propia con información del INECC

Así pues, tal como se señaló con anterioridad, de acuerdo al documento denominado "*La Economía del Cambio Climático en México*"¹, se indica que las estrategias a seguir para mitigar las GEI deberá considerar la relación entre emisiones, consumo de energía, producto y población. A dicha identidad se le conoce como Kaya² o IPAT, la cual muestra que el crecimiento de las emisiones se debe fundamentalmente al crecimiento de la población y al PIB per cápita, mientras que la reducción de éstas se deberá asociar a un proceso de desacoplamiento energética y descarbonización.

5. En ese sentido, el estudio en cuestión señala que para alcanzar cualquier meta planteada en materia de mitigación de GEI es necesario considerar diversos rubros, entre los que destacan los siguientes:

1) Energía

- Realización de normas que limiten las emisiones de los sectores de la economía nacional.
- Conformación de un mercado de carbono.
- Desarrollando proyectos que aprovechen el potencial de cogeneración.
- Realizar normatividad para la conexión de la red de distribución de energía eléctrica y su comercialización.
- Incorporar en los programas de inversión de las empresas públicas del sector energético los cálculos de las externalidades por emisiones de GEI utilizando los precios de la tonelada de carbono evitada con tecnologías alternativas.
- Incentivar y promocionar la eficiencia energética a través de, entre otras cosas, al:
 - Modificar la matriz energética hacia una oferta con menor contenido de carbono.
 - Actualizar el marco jurídico y normativo para incentivar la generación de energía con fuentes renovables

2) Consumo de gasolina

- Política pública para aumentar la eficiencia de la flota vehicular.
- Mayor eficiencia en el transporte público.
- Normas más estrictas al transporte público (programas de verificación más estrictos y limitar la vida útil del equipo).
- Planificar la producción de gasolinas de tercera generación³.
- Fomento al transporte público limpio y de baja intensidad de carbono.

3) Deforestación y cambio de uso del suelo

- Limitar la expansión de la frontera agropecuaria.
- Fomentar las plantaciones forestales de protección.
- Fomentar el establecimiento de plantaciones forestales de calidad, cuidando su mantenimiento y reposición.

4) Subsidios agropecuarios

¹ Estudio coordinado por el Dr. Luis Miguel Galindo Paliza, de la Facultad de Economía de la Universidad Nacional Autónoma de México, a petición de las Secretarías de Hacienda y Crédito Público y de Medio Ambiente y Recursos Naturales. En él participaron el Centro Mario Molina, el Instituto Nacional de Ecología y el Centro de Estudios de la Atmósfera de la UNAM.

² Kaya, Y, (1989) "Impact of Carbon Dioxide Emission Control on GNP Growth: Interpretation of Proposed Scenarios". Paper presented to the IPCC Energy and Industry Subgroup, Response Strategies Working Group, Paris.

³ Como, por ejemplo, biocombustibles obtenidos a partir de algas o micro algas.

- Desarrollar programas para aprovechar los recursos naturales de forma racional, con énfasis especial en los del agua.
- Programas de internalización paulatina de los costos del bombeo en zonas agrícolas de riego.
- Analizar los mecanismos pertinentes para proteger / compensar a los productores agrícolas afectados.

5) Mercado de Carbono

6. Adicionalmente, **en el estudio se señala la importancia de consolidar un mercado de carbono a nivel internacional, a través de impuestos directos al carbono, del uso de un sistema de permisos que sean comercializables o mediante regulaciones que tengan este propósito**, inclusive un sistema híbrido entre estas opciones.

Para ello, el estudio comenta que es importante que en el país se construya un mercado de carbono a través de la construcción de un sistema de permisos comercializables, definir un precio al carbono, diseño y aplicación de regulación que potencialicen este mercado.

6. En consecuencia, es de mencionarse que ninguna de las propuestas antes descritas fue contemplada dentro de la MIR de alto impacto presentada por ASEA, por lo que estima conveniente su análisis por parte de esa Agencia. Tampoco ninguna de dichas alternativas fue visualizada por la CONAMER durante su dictamen total no final.

7. Por todo lo expuesto con anterioridad, PEP señala que:

1) La ASEA señala que los desastres hidrometeorológicos durante el periodo 2000-2012 representaron 21,950 millones de pesos⁴.

Dichos desastres son causados por los GEI, mismos que tienen su origen a través de diferentes fuentes, entre ellas, el gas metano. En el citado periodo y en forma anual, dichos desastres costaron 2,247.5 millones de pesos.

Sin embargo, se destaca que dichos costos fueron estimados tomando en cuenta todas las fuentes de origen de los GEI y no únicamente el porcentaje de participación, por parte de la industria, respecto de la emisión de gas metano dentro del total de GEI.

Por tanto, **los beneficios tendrían que calcularse de la misma manera, es decir, considerar los beneficios esperados por la reducción en las emisiones de gas metano en las actividades del sector de hidrocarburos respecto del total de emisiones GEI; de no aplicar esa forma de cálculo, la ASEA podría estar sobreestimando los beneficios que pretende alcanzar mediante el anteproyecto.**

2) Asimismo, y con base en la información proporcionada en la sección de antecedentes, **PEP solicita de la manera más atenta a la ASEA detallar la explicación de los cálculos correspondientes a los siguientes costos**, mismos que se contienen en el archivo presentado por la Agencia:

a) Del Capítulo I. Del Diagnóstico.

- Salario anual recursos humanos (diagnóstico de emisiones de metano).
- Salario anual recursos humanos (identificar los equipos, componentes y/u operaciones en pozos en los que se presentan las emisiones de metano)
- Salario anual recursos humanos (clasificaciones de emisiones de metano, mes de trabajo)
- Salario anual recursos humanos cuantificación de emisiones de metano, mes de trabajo

⁴ De acuerdo al documento: García-Gómez, Limón-Portillo, Alejandro (2017), *Cambio Climático y el Acuerdo de París: Implicaciones en México y el mundo*, Centro de Investigación Económica y Presupuestaria, A.C.

- Evaluación técnica
- Dictamen del reporte anual de cumplimiento del PPCIEM
- Conservación de información (identificación de los equipos, Componentes y/u operaciones en pozos que generen o presenten emisiones de metano)
- Viáticos para la entrega del dictamen de cumplimiento del PPCIEM

b) Del Capítulo II. Del Programa para la Prevención y el Control Integral de las Emisiones de Metano del Sector Hidrocarburos.

- Salario anual recursos humanos (desarrollo del PPCIEM)
- Conservación de información (conservar el PPCIEM)
- Salario anual recursos humanos (reporte anual de cumplimiento de la implementación del PPCIEM)
- Declaración firmada por el responsable técnico que llevó a cabo la verificación de la información vertida en el PPCIEM

c) Del Título Tercero. De las acciones de prevención y control integral de las emisiones. Capítulo I, De las Bombas Neumáticas

- Bombas neumáticas
- Costo operativo de las bombas neumáticas

d) Del Capítulo VI. De los Tanques

- SRV para tanques conectados a los separadores
- SRV para tanques para fluidos de retorno
- SRV para tanques de separación, tanques de almacenamiento y sus Componentes (artículo 50)
- Análisis de flasheo (dos al año)
- SRV para separadores y tanques conectados a éstos
- Desarrollo de bitácora con información de las actividades de mantenimiento
- Inspecciones mensuales

e) Del capítulo VII. De las Operaciones de Estimulación y Terminación de Pozos

- SRV para las operaciones de estimulación

f) Del Capítulo IX. De la Destrucción

- Sistema de redundancia y de encendido automático

g) Del Capítulo X. Del Programa de Detección y Reparación de Fugas

- Programa de Detección y Reparación de Fugas, para la etapa de operación y mantenimiento
- Sistema OGI
- Conservación de información (equipos que no pueden ser reparados)
- Registros en el programa de detección
- Conservación de información (acciones implementadas)

- Informe de Detección y Reparación de Fugas (trimestrales)
- Conservación de información.

h) Del Capítulo II. De la Evaluación Interna

- Evaluaciones semestrales del avance de la implementación del PPCIEM
- Escrito libre bajo protesta de decir verdad el evaluador dará constancia de la revisión del PPCIEM y de su implementación

i) Del Capítulo III. Del Reporte Anual de Cumplimiento

- Evaluación Técnica de cumplimiento
- Entregar a la Agencia el reporte anual de cumplimiento del PPCIEM
- Viáticos
- Declaratoria (transitorio cuarto)

8. Por otra parte, se advierte que el anteproyecto crea los siguientes trámites:

- Programa para la Prevención y el Control Integral de las Emisiones de Metano del Sector Hidrocarburos.
- Reporte anual de cumplimiento del Programa para la Prevención y el Control Integral de las Emisiones de Metano del Sector Hidrocarburos (PPCIEM).

Adicionalmente, PEP advierte que los documentos que a continuación se refieren también implican la creación de trámites para los regulados:

- Dictamen del reporte anual de cumplimiento del PPCIEM
- Declaración firmada por el responsable técnico que llevó a cabo la verificación de la información vertida en el PPCIEM
- Programa de Detección y Reparación de Fugas, para la etapa de operación y mantenimiento
- Informe de Detección y Reparación de Fugas (trimestrales)

9. Es necesario que la ASEA presente el desglose del costo de dichos trámites mediante el Modelo de Costeo Estándar (MCE) establecido por la CONAMER, siguiendo las directrices de la OCDE.

Para tal efecto, se destaca que el MCE **identifica y mide la carga administrativa de la regulación que se genera**, señalándose que dicha carga contempla los procesos y procedimientos que los agentes económicos (públicos y privados) deberán cumplir⁵.

El pilar fundamental del MCE es el tiempo promedio que se tarda un agente económico en completar una actividad para cumplir con la regulación, por lo que para calcular el costo de la regulación se necesitan 4 elementos básicos:

Tiempo: (t)

Precio o tarifa por unidad de tiempo: (w)

Población objetivo (número de agentes económicos involucrados): (n)

Frecuencia del trámite: (f)

⁵ SCM Network (2004), "International Standard Cost Model Manual".

Asimismo, un elemento que diferencia al MCE aplicado en otros países respecto a México es que aquí se adiciona el llamado costo de oportunidad. Dicho concepto, de acuerdo a la CONAMER, se calcula de diversas formas, dependiendo si se trata de trámites empresariales, para emprendedores o trámites ciudadanos.

10. En consecuencia, **del análisis costo beneficio, realizado por PEP se observa que los costos expresados son en términos unitarios, es decir, por instalación. De contar con una definición más precisa de instalación para efectos de la realización de los tramites previstos en el anteproyecto, será posible para PEP determinar en forma más precisa el impacto de la regulación.**

Independientemente de lo anterior, los costos en los que tendría que incurrir PEMEX son superiores a los beneficios que se pretenden alcanzar con la regulación en comento. Ello, en virtud de que los cálculos para los beneficios parten del total de las GEI y no de la participación del gas metano en éstas, para luego ser calculados única y exclusivamente por la participación porcentual del sector hidrocarburos en las emisiones de gas metano. Es decir, y como se había señalado antes, se advierte una sobreestimación de beneficios y una subestimación de costos por parte de la ASEA.

En suma, PEP considera que el anteproyecto debe contener los siguientes elementos mínimos:

- Que cada uno de los trámites identificados tanto por la Agencia como por PEP sean cuantificados de acuerdo a la metodología del MCE, a precios constantes del año base que la Agencia determine, para lo cual PEP sugiere utilizar el año 2017 como año base.
- Que la ASEA detalle los costos calculados de toda la infraestructura que es materia de la regulación, para que PEMEX pueda determinar el impacto económico de su cumplimiento en forma razonable y objetiva.
- Realizar los cálculos correspondientes respecto a los beneficios potenciales únicamente referentes a la participación del sector hidrocarburos en la emisión de gas metano, ya que actualmente los beneficios que señalan corresponden a los costos que han generado las GEI de todos los tipos de gases que las conforman.
- Una reducción de emisiones de gas metano más acorde con el verdadero impacto que se pretende alcanzar respecto del total de emisiones.

Artículo 3, primer párrafo	Artículo 3o.- Para efectos de la aplicación e interpretación de las presentes Disposiciones, se estará a los conceptos y definiciones en singular o plural previstas en la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, el Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, la Ley de Hidrocarburos, su Reglamento, la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, sus Reglamentos en materia de Prevención y Control de la Contaminación de la Atmósfera y de Registro de Emisiones		Para efectos de certeza jurídica y para facilitar la aplicación de las disposiciones contenidas en el anteproyecto por parte de los regulados, se sugiere que la Agencia refiera en forma específica las Disposiciones Administrativas de Carácter General que haya emitido y que resulten aplicables.
----------------------------	--	--	--

	y Transferencia de Contaminantes, así como en las Disposiciones Administrativas de Carácter General emitidas por la Agencia que sean aplicables, y a las siguientes definiciones:		
Artículo 3, fracción IV	IV. Destrucción: Quema o incineración del Gas Natural que no puede ser conservado o aprovechado para efectos de las presentes Disposiciones;		Resulta necesario que la ASEA revise esta definición en relación con la prevista en el artículo 3 de las Disposiciones CNH, a efecto de que la regulación que se emita sea consistente con dichas Disposiciones, situación que facilitaría el cumplimiento regulatorio de los regulados.
Artículo 3, fracción VI	VI. Fuga: Liberación repentina o escape accidental por pérdida de contención, de una sustancia en estado líquido o gaseoso;		Resulta necesario que la ASEA revise esta definición en relación con la prevista en el artículo 3 de las Disposiciones CNH, a efecto de que la regulación que se emita sea consistente con dichas Disposiciones, situación que facilitaría el cumplimiento regulatorio de los regulados.
Artículo 3, fracción VII	VII. Inspección técnica de riesgo: Actividad que sitúa al personal del Regulado en peligro para llevar a cabo la revisión y verificación de equipos, tales como actividades en altura, espacios confinados, equipos energizados, entre otros;		Se sugiere revisar la definición en atención a que la inspección que realice el regulado podría ser preventiva y no derivado de un evento que afecte las actividades de dicho regulado.
Artículo 3, fracción XI	XI. Proyecto: Actividad del sector hidrocarburos que se desarrolla o se pretende desarrollar en una o varias Instalaciones o a través de éstas y que se encuentra vinculada a una asignación, contrato o permiso, y asociada a: a) Un plan o programa, ya sea provisional, de exploración, de evaluación o de desarrollo para la extracción, aprobado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos;		Se sugiere eliminar esta definición del anteproyecto con base en los siguientes puntos: 1) Los operadores petroleros llevan a cabo la planeación de sus actividades en forma integral, es decir, consideran todos los aspectos regulatorios y operativos que de conformidad con la regulación que emiten los diversos reguladores, entre ellos la CNH y la ASEA, así como su consistencia, por lo que la inclusión de conceptos como el de "proyecto" resultaría inconsistente con dicha forma de planeación, al ser ambigua.

	b) Un permiso otorgado por la Comisión Reguladora de Energía, y/o c) Un título de asignación o permiso otorgado por la Secretaría de Energía, que comprende todas sus etapas de desarrollo.		Lo anterior constituye un factor de incertidumbre jurídica para los regulados. 2) Asimismo, en términos de la LH las actividades del sector hidrocarburos se realizarán en términos del título de asignación, contrato para la Exploración y Extracción o del permiso que se emita. 3) Tratándose de las asignaciones y contratos, la referida LH en su artículo 44 señala que los asignatarios y contratistas, previo a ejecutar el plan de exploración o el plan de desarrollo para la extracción, deberán contar con la aprobación de los mismos por parte de la CNH. 4) En términos del artículo 2, segundo párrafo de los <i>Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones</i>, las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos deberán realizarse conforme a los planes dictaminados y aprobados por la CNH, mismos que tienen como objeto que el operador petrolero manifieste y detalle las soluciones técnicas, operativas y económicas que aplicará en cada una de las etapas que componen la cadena de valor de la exploración y extracción de los hidrocarburos y las fases relativas a la elaboración y ejecución de los programas de trabajo propuestos. No se omite mencionar que PEP presentó una consulta ante la ASEA en relación con la interpretación que debe darse al concepto de proyecto establecido en el artículo 3, fracción XXIV de las <i>Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación,</i>
--	---	--	--

			<i>implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican, ante la incertidumbre que genera en los regulados para realizar sus actividades en las materias reguladas de la Agencia cuando se aplica ese concepto.</i> En consecuencia, se sugiere que se elimine la referencia a proyecto del anteproyecto.
Artículo 3, fracción XIII	XIII. Venteo de Hidrocarburos: Emisión deliberada y controlada de gases y vapores a la atmósfera, para mantener la seguridad operativa en las actividades del Sector Hidrocarburos.	XIII. Venteo de Hidrocarburos: Emisión deliberada y controlada de gases y vapores a la atmósfera, para mantener la seguridad operativa en las actividades del Sector Hidrocarburos.	Se propone la eliminación del texto marcado en rojo a efecto de que las actividades de venteo que realicen los regulados sólo contemple situaciones de seguridad operativa, sin prejuzgar la intencionalidad o no de dichas acciones. Lo antes mencionado es consistente con lo establecido en el artículo 4, fracción V de las Disposiciones CNH, por lo que es conveniente revisar el tema.
Artículo 6, primer párrafo	Artículo 6o.- Las presentes Disposiciones se emiten y serán aplicadas bajo el principio y el entendido de que, en materia de protección al medio ambiente, a los Regulados que realicen actividades del Sector Hidrocarburos corresponde la responsabilidad directa y objetiva derivada del riesgo creado por las obras o actividades que desarrollen y, en consecuencia, responderán ante la Agencia por las acciones necesarias para evitar y prevenir daños ambientales derivados de esos Riesgos, así como de contenerlos, caracterizarlos y remediarlos con oportunidad bajo sus propios procesos y en cumplimiento de las medidas correctivas que sean aplicables, de		De la revisión de la LH y de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, se advierte que no se prevé la responsabilidad objetiva de los operadores petroleros en la realización de sus actividades en materia del sector hidrocarburos. Al respecto, en diversas ocasiones PEP ha hecho referencia a esta observación en sus comentarios a las distintas disposiciones generales que ASEA ha presentado ante la CONAMER, por lo que es conveniente reiterar la observación en cuestión respecto de este anteproyecto.

	acuerdo con la legislación y normatividad vigente en el ámbito administrativo competencia de la Agencia.		
Artículo 8, primer párrafo	Artículo 8o. Los Regulados deberán implementar las acciones que les resulten aplicables del Título Tercero, o bien acciones equivalentes o superiores, en los equipos, incluyendo sus Componentes, así como en las operaciones en pozos, que integren cada Instalación de los Proyectos donde se lleven a cabo las actividades del Sector Hidrocarburos asociadas al contrato, asignación o permiso con que cuenten.		Se considera necesario que la ASEA establezca como se determinará que el regulado ha implementado "acciones equivalentes o superiores", a efecto de contar con certeza jurídica para los regulados que lleven a cabo las acciones en comento.
Artículo 9	Artículo 9o. En términos de las presentes Disposiciones, se consideran Instalaciones nuevas de los Proyectos, las que se construyan con posterioridad a la entrada en vigor de las presentes Disposiciones, excepto aquellas consideradas como existentes en términos del segundo párrafo del presente artículo. Asimismo, se consideran Instalaciones existentes de los Proyectos las que, previo a la entrada en vigor de las presentes Disposiciones hayan sido construidas; así como aquellas para las que, sin haber sido construidas aún, los Regulados cuenten con un permiso otorgado por la Secretaría de Energía o la Comisión Reguladora de Energía, según corresponda, y, tratándose de las actividades de exploración y extracción, un plan o programa aprobado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.	Artículo 9o. En términos de las presentes Disposiciones, se consideran Instalaciones nuevas de los Proyectos, las que se construyan con posterioridad a la entrada en vigor de las presentes Disposiciones, excepto aquellas consideradas como existentes en términos del segundo párrafo del presente artículo, incluidas aquellas en las que sin haber sido construidas aún, los Regulados cuenten con un permiso otorgado por la Secretaría de Energía o la Comisión Reguladora de Energía, según corresponda, y, tratándose de las actividades de exploración y extracción, un plan aprobado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Asimismo, se consideran Instalaciones existentes de los Proyectos las que, previo a la entrada en vigor de las presentes Disposiciones hayan sido construidas; así como aquellas para las que, sin haber sido construidas aún, los Regulados cuenten con un permiso otorgado por la Secretaría de Energía o la Comisión Reguladora de Energía, según corresponda, y, tratándose de	Se considera que una construcción prevista en un permiso o plan aprobado por la CNH, pero no esté construida al momento de entrar en vigor las Disposiciones, debe clasificarse como instalación nueva y por tanto, le deben aplicar las disposiciones relativas a esas instalaciones, ya que se advierte que los requerimientos aplicables a las instalaciones existentes no podrían cumplirse en su totalidad en aquellas que no están construidas, por lo que dificultarían en forma injustificada las actividades de cumplimiento para los regulados. Asimismo, se adecua la redacción para sólo referir que se aprueban los planes, de conformidad con lo establecido en el artículo 44 de la LH.

		las actividades de exploración y extracción, un plan o programa aprobado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.	
Artículo 10	Artículo 10. Los Regulados que cuenten con Instalaciones nuevas de los Proyectos deberán incorporar, desde la etapa de diseño, lo previsto en el Título Tercero de las presentes Disposiciones según resulte aplicable de conformidad con la actividad a desarrollar o bien, acciones equivalentes o superiores que serán descritas en la justificación técnica pormenorizada que será integrada como anexo a su PPCIEM, el cual será dictaminado por un Tercero Autorizado. Lo anterior, sin perjuicio del cumplimiento de los aspectos de diseño establecidos en la normatividad vigente y aplicable.		Se sugiere revisar la participación del tercero autorizado para que dictamine el programa previo a su presentación ante la Agencia. Lo anterior, en atención a que es necesario delimitar el alcance de sus funciones en este rubro y, en su caso, establecer potros esquemas que faciliten a los regulados cumplir con esta disposición.
Artículo 12	Artículo 12 Los Regulados deberán elaborar el diagnóstico de las emisiones de conformidad con lo establecido en el Anexo II.		Se considera necesario que para fines de certeza jurídica la información que debe presentarse como parte del anexo II se integre a las disposiciones.
Artículo 15	Artículo 15.- Para efecto de llevar a cabo la identificación establecida en el artículo 13, los Regulados deberán considerar los equipos, así como sus Componentes que serán integrados a la operación de las Instalaciones del Proyecto, durante el año en que se haya llevado a cabo el diagnóstico, y que al momento de la identificación se encontraban en proceso de adquisición, fuera de operación y/o por el incremento de la capacidad de la Instalación del Proyecto.		Tomando en consideración el plazo señalado en el artículo 30 del anteproyecto, se considera necesario precisar si esta información se presentará con el programa o en años subsecuentes. Lo anterior, a fin de dar certeza jurídica a los regulados para la presentación del programa y de sus reportes anuales.
Artículo 20, último párrafo	La justificación técnica del cambio de metodología utilizada para llevar a cabo la cuantificación de emisiones de metano a la que alude el párrafo		Se sugiere revisar la participación del tercero autorizado para verificar el cambio de metodología utilizada, ya que se trata de una cuestión de estrategia operativa por parte del

	anterior se anexará al reporte anual de cumplimiento del PPCIEM, y junto con éste será dictaminado por un Tercero Autorizado.		regulado, por lo que de requerir la intervención del tercero se impondrían costos económicos y regulatorios adicionales a dichos regulados. En adición a lo antes señalado, el primer párrafo del artículo que se analiza sólo permite la modificación de la metodología una vez alcanzada la meta integral de reducción establecida en el programa, por lo que resultaría excesivo que a pesar de haber cumplido con la meta, se le imponga como obligación adicional en caso del cambio de metodología deba contar con el dictamen de un tercero.
Artículo 24	Artículo 24. Tratándose de áreas contractuales o de asignación, para llevar a cabo las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, los Regulados deberán elaborar e integrar en un sólo PPCIEM todas las Instalaciones nuevas y existentes de los Proyectos utilizando los formatos contenidos en los Anexos II y III o bien los Anexos I a III, respectivamente.		Se considera necesario que la ASEA aclare en que casos es aplicable el anexo I para que los regulados elaboren el programa. Lo anterior, a fin de tener certeza jurídica en las acciones que los regulados deben realizar en términos del anteproyecto.
Artículo 26, primer párrafo	Artículo 26 Los Regulados que cuenten con Instalaciones existentes de los Proyectos deberán establecer una meta integral de reducción de emisiones de metano técnicamente viable, con respecto al Año base, de conformidad con lo establecido en el Título Tercero de las presentes Disposiciones.	Artículo 26 Los Regulados que cuenten con Instalaciones existentes de los Proyectos deberán establecer una meta integral de reducción de emisiones de metano técnicamente y económicamente viable, con respecto al Año base, de conformidad con lo establecido en el Título Tercero de las presentes Disposiciones.	Se sugiere incluir que al establecer la meta integral de reducción también debe cuidarse la viabilidad económica de dicha meta. Si bien se da un plazo de 6 años para alcanzar la meta establecida, al revisar el Título Tercero de las Disposiciones se advierte que los porcentajes previstos son altos, por lo que la viabilidad económica de dichas acciones es un aspecto importante a considerar.
Artículo 27, primer párrafo	Artículo 27. Los Regulados que cuenten con Instalaciones existentes de los Proyectos deberán establecer, de acuerdo con las características de las mismas, una meta integral de reducción de emisiones de metano. Para tal efecto, anexarán al PPCIEM una justificación técnica pormenorizada		Se sugiere revisar la participación del tercero autorizado para que dictamine el programa previo a su presentación ante la Agencia. Lo anterior, en atención a que es necesario delimitar el alcance de sus funciones en este rubro y, en su caso, establecer potros esquemas

	que, junto con éste, sea dictaminado por un Tercero Autorizado. La justificación técnica pormenorizada contendrá lo siguiente:		que faciliten a los regulados cumplir con esta disposición. Asimismo, se sugiere incluir el Programa de Detección y Reparación de Fugas como parte del PPCIEM, para fines de consistencia con el artículo 72 del anteproyecto.
Artículo 30	Artículo 30. Los Regulados deberán elaborar e integrar el PPCIEM en los siguientes plazos: I. Para las Instalaciones nuevas de los Proyectos durante los primeros doce meses posteriores a su inicio de operaciones, y II. Para las Instalaciones existentes de los Proyectos dentro de los doce meses posteriores a la entrada en vigor de las presentes Disposiciones, o durante los primeros doce meses posteriores a su inicio de operaciones tratándose de aquellas que aún no han sido construidas.	Artículo 30. Los Regulados deberán elaborar e integrar el PPCIEM en los siguientes plazos: I. Para las Instalaciones nuevas de los Proyectos durante los primeros doce meses posteriores a su inicio de operaciones, y II. Para las Instalaciones existentes de los Proyectos dentro de los doce meses posteriores a la entrada en vigor de las presentes Disposiciones, o durante los primeros doce meses posteriores a su inicio de operaciones tratándose de aquellas que aún no han sido construidas.	Se sugiere adecuar la redacción de la fracción II en relación con la propuesta realizada al artículo 9 del anteproyecto.
Artículo 31	Artículo 31. Los Regulados deberán entregar a la Agencia, un PPCIEM de conformidad con lo dispuesto por los artículos 22, 23 y 24 de las presentes Disposiciones, dentro de los tres meses posteriores a su elaboración e integración, acompañado del Dictamen emitido por el Tercero Autorizado por la Agencia. El PPCIEM deberá ser presentado a la Agencia por los medios físicos, magnéticos o electrónicos que para tal efecto establezca.		Se sugiere revisar la participación del tercero autorizado para que dictamine el programa previo a su presentación ante la Agencia. Lo anterior, en atención a que es necesario delimitar el alcance de sus funciones en este rubro y, en su caso, establecer otros esquemas que faciliten a los regulados cumplir con esta disposición.
Artículo 84	Artículo 84. Los Regulados deberán elaborar de manera trimestral el informe del programa de Detección y Reparación de Fugas que corresponda, utilizando el formato contenido en el Anexo IV de las		Es necesario que la ASEA defina un plazo para la presentación de informes trimestrales.

	presentes Disposiciones. Estos informes serán entregados a la Agencia como parte del reporte anual de cumplimiento del PPCIEM.		
Artículos transitorios	TRANSITORIOS		Se considera necesario establecer plazos razonables para dar cumplimiento a las distintas acciones que deben desarrollarse al implementar estas Disposiciones.
Artículo Tercero Transitorio, primer párrafo	TERCERO.- En tanto no se cuente con Terceros Autorizados para realizar los dictámenes previstos en las presentes Disposiciones, los Regulados podrán someter a consideración de la Agencia, a una persona moral que demuestre su experiencia y cuente con reconocimiento nacional o internacional en el alcance de las actividades que se evaluarán, con la finalidad de que emita una opinión sobre los elementos objeto de dictamen que comprenden las presentes Disposiciones.		Se estima que el esquema propuesto por la ASEA no considera los procedimientos de procura que PEP, como empresa productiva subsidiaria del Estado, por lo que se propondría que en sustitución de dichas personas morales, se otorgue como facilidad regulatoria que los regulados puedan presentar la opinión solicitada bajo protesta de decir verdad.


 María del Pilar Martínez Corona

NOTA IMPORTANTE: EL PRESENTE DOCUMENTO DEBE REMIRSE A LA GERENCIA JURÍDICA DE CUMPLIMIENTO LEGAL EN FORMATO *WORD*, Y EN FORMATO *PDF* CONTENIENDO LA VALIDACIÓN CORRESPONDIENTE DE LAS ÁREAS RESPONSABLES Y DATOS COMPLETOS, SOLICITANDO EN EL CORREO U OFICIO DE ENVÍO, EL SERVICIO O GESTIÓN QUE SE REQUIERA (REGISTRO EN PORTAL DE COFEMER, GESTIÓN CON OTRAS ÁREAS, SOLO CONOCIMIENTO, ETC...).