

29 OCT 2020

SE REMITIO A LA CAMARA DE DIPUTADOS

**Senador Oscar Eduardo Ramírez Aguilar
Presidente de la Mesa Directiva**

Senado de la República

Presente.-

102 El que suscribe, Senador Santana Armando Guadiana Tijerina, del Grupo Parlamentario de MORENA, integrante de la LXIV Legislatura del Senado de la República del H. Congreso de la Unión, en ejercicio de las Facultades otorgadas por el artículo 93, cuarto párrafo de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; así como por los artículos 8° fracción I; 162 numeral 1; 163 numeral 1; 164 numerales 1, 2 y 5; 169; 172 y demás disposiciones aplicables del Reglamento del Senado de la República, someto a consideración del Pleno del Senado de la República la **INICIATIVA CON PROYECTO DE DECRETO POR EL QUE SE PROPONEN MODIFICACIONES A LOS ARTÍCULOS 39 Y 41 DE LA LEY DE INGRESOS SOBRE HIDROCARBUROS Y SE AÑADE UNA FRACCIÓN XV AL ARTÍCULO 34 DE LA LEY DEL IMPUESTO SOBRE LA RENTA** a razón de los siguientes:

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

A) Objetivo de la iniciativa:

El objetivo de la iniciativa es crear un régimen fiscal específico para el gas natural no asociado, en las asignaciones de Pemex. Por su naturaleza, el régimen fiscal aplicable a los contratistas, se define en cada licitación de manera particular.

En el régimen vigente para Pemex, en el cobro del Derecho de Utilidad Compartida (DUC), no se distingue entre el petróleo y el gas no asociado a los yacimientos de crudo. Esta circunstancia, a los precios actuales, hace que la

explotación de ciertos yacimientos de gas no sea rentable, por lo que se limita mucho el necesario incremento en la producción de una materia prima, cuya dependencia del exterior rebasa el 90%. La propuesta central, consiste en diferenciar el pago del DUC entre hidrocarburos y gas natural no asociado, de tal manera que el segundo pueda ser extraído, al menos, sin pérdidas para Pemex. Así, se podría tener una mayor disponibilidad de gas que serviría para darle un margen a Pemex en el cumplimiento de contratos de suministro, así como propiciar una mayor producción local de fertilizantes y petroquímicos. Además, la producción incremental de derivados, aumentaría en algo la recaudación por ISR, amén de dinamizar la actividad económica asociada.

Otro elemento de la iniciativa, es ajustar la base gravable. En este sentido, para la determinación de la base gravable del Derecho de Utilidad Compartida, se propone restablecer la deducción por el uso de hidrocarburos de autoconsumo, que beneficiaba a Pemex en el régimen fiscal anterior a la reforma de 2014. De hecho, en los contratos de licencia adjudicados por la CNH, se estipula que el *“Contratista podrá utilizar Hidrocarburos Producidos para las Actividades Petroleras (incluyendo su uso como parte de cualquier proyecto de Recuperación Avanzada), como combustible o para inyección o levantamiento neumático, sin costo alguno, hasta por los niveles autorizados por la CNH en el Plan de Desarrollo aprobado.”* No hay razón para que la operadora de la Nación no reciba este beneficio otorgado a los Contratistas. Asimismo, para el pago del DUC, se propone que el tope máximo de deducibilidad pase del 80 al 85%

Por otro lado, se propone que para incentivar la inversión en nuevos proyectos de extracción del gas no asociado, se realicen modificaciones al artículo 34 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta para hacer deducible de manera directa, hasta el 75% de la inversión sobre maquinaria e infraestructura que se instale.

En suma, se busca que, entre otros, puedan ser explotados en forma rentable, los descubrimientos de gas no asociado realizados en aguas profundas, frente a las costas de Alvarado y Coatzacoalcos, que contienen del orden de 7 Tcf y que podrían alcanzar una producción en el mediano plazo, de alrededor de 1,000 mmpcd.

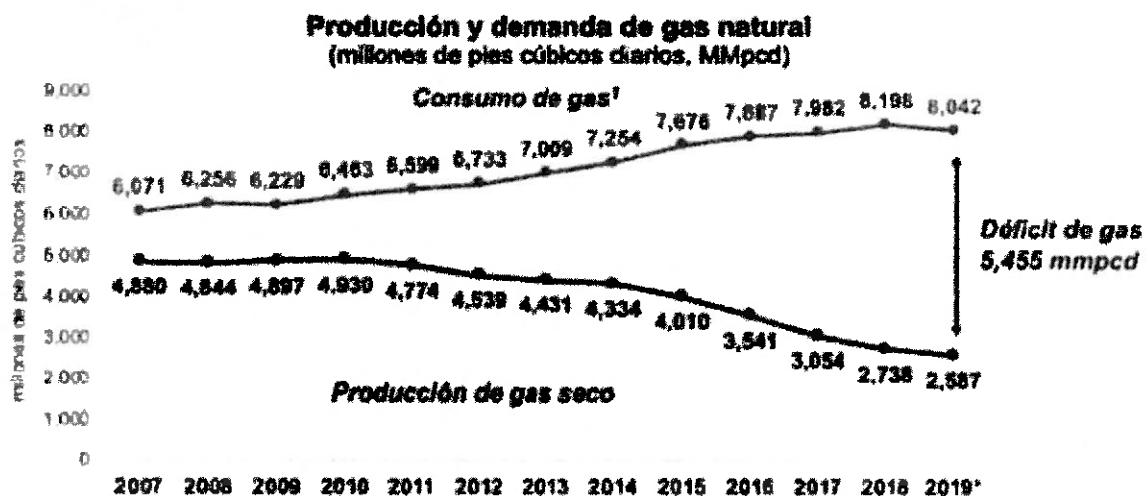
B) Antecedentes y propuestas de modificación:

Desde el año de 2014, uno de los efectos más notables de la reforma energética fue que posibilitó el desarrollo de una importante red de ductos de gas, la cual generó las condiciones idóneas para que se incrementaran las importaciones de gas natural desde los Estados Unidos. De esta manera, se podrían aprovechar los bajos precios de la molécula en la frontera entre ambos países. Así, las importaciones pasaron de 2,000 millones de pies cúbicos diarios (mmpc/d), al inicio del año 2014; a más de 5,000 mmpc/d para finales del 2018.

Simultáneamente al incremento de la demanda interna de gas natural, las importaciones desde los Estados Unidos se dispararon, alcanzando tasas de crecimiento de doble dígito cada año, con aumentos de hasta 50% en 2011, según cifras de la Administración de Información de Energía (EIA).

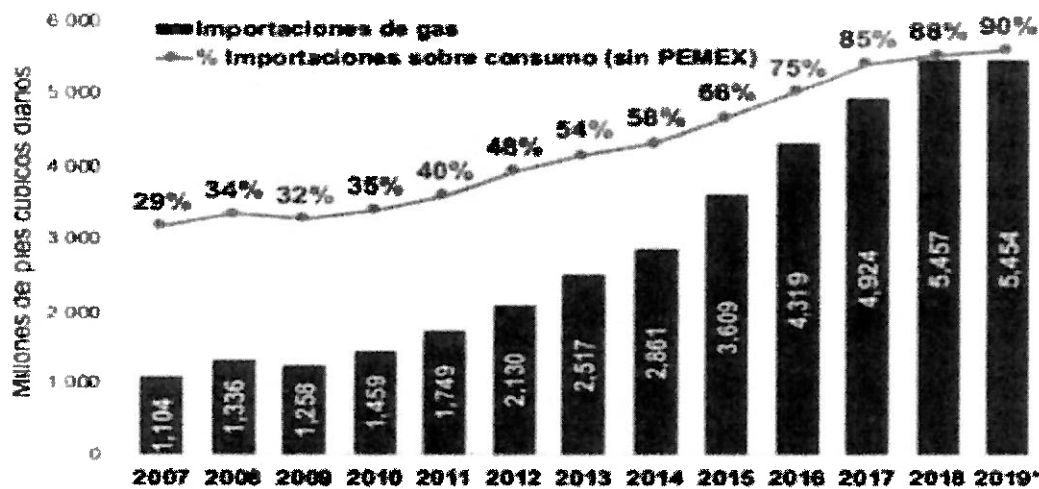
De forma paralela al incremento de las importaciones desde Estados Unidos, la extracción de gas natural en México, realizada por la empresa productiva estatal (Pemex), se redujo hasta en un 40% entre 2014 y 2019, lo que ha generado que casi todo el gas extraído en México se utilice para los propios procesos industriales de la petrolera.

Según datos aportados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el consumo nacional en el año de 2019 fue de 8,082 mmpc/d y nuestra producción se quedó apenas en los 2,587 mmpc/d, por lo que se tiene un déficit de 5,455 mmpc/d.



Como consecuencia de lo anterior, en el mes de octubre del año de 2019, las importaciones de gas natural, desde los Estados Unidos, llegaron a su máximo histórico alcanzando 5,500 mmpc/d; según cifras de la Administración de Información de Energía de Estados Unidos.

La creciente demanda de gas natural se está atendiendo con un incremento progresivo de las importaciones que, según datos aportados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, representaron el 88% del consumo nacional y, aún más grave, es el hecho de que más del 90% de las importaciones de México provienen de los Estados Unidos, lo que nos coloca en una posición de franca vulnerabilidad frente a ese país; tal y como se muestra en el siguiente gráfico:



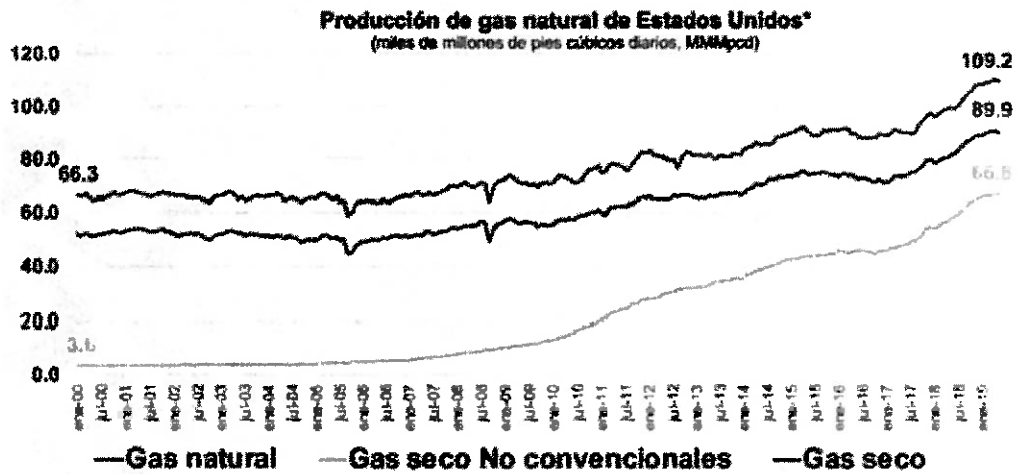
Si bien aprovechar el bajo precio del gas natural en Estados Unidos, representó una gran oportunidad para el desarrollo industrial y el sector eléctrico de México, también representó una grave dependencia y pérdida de la seguridad energética.

Esto queda claro cuando comparamos a los países con alta dependencia externa del gas natural, entre los cuales se encuentran Francia, Alemania, Japón, España, Italia y Turquía: ninguno de ellos importa más del 52% del mismo país, a diferencia de México en donde, como ya dijimos, las importaciones de los Estados Unidos representan más del 90%. Ahora bien, ninguno de los países mencionados, distintos al nuestro, tiene el potencial y reservas de gas que tiene México. Esto es de lo más contradictorio, ya que no se está aprovechando nuestra riqueza petrolera del subsuelo. Además, estamos retrasando la oportunidad de generar empleos y reactivar la actividad económica de varias regiones del país, muchas de las cuales presentan grandes retrasos socioeconómicos.

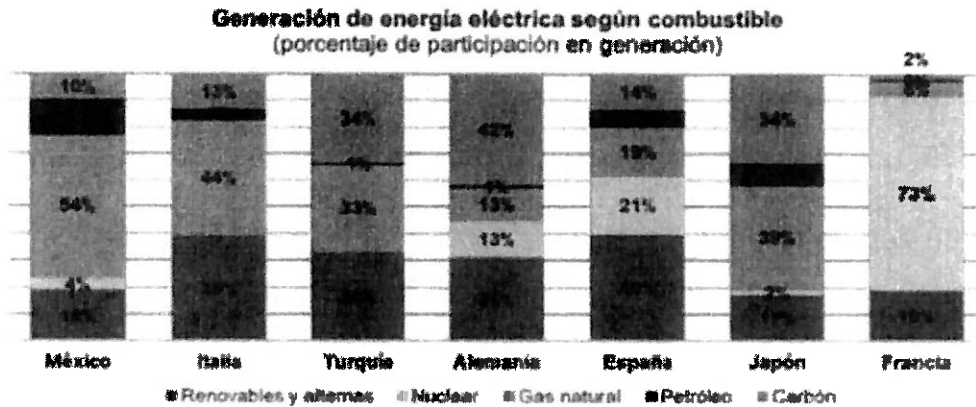
Es evidente que el objetivo central de la política energética de las anteriores administraciones, fue desarrollar el acceso a los mercados y la libre competencia. Sin embargo, esto provocó el incremento de la dependencia de las importaciones del extranjero; en específico con nuestro país vecino, lo cual ha desestimulado, en gran forma, la extracción nacional de gas natural. En contraste, en los Estados Unidos a partir del año 2008, se incrementó masivamente la producción de gas natural gracias a la técnica de la fracturación hidráulica. El éxito ha sido tan importante que se ha convertido en uno de los mayores productores de gas del mundo, lo que le permitió, en el año de 2018, convertirse en el primer productor de gas; representando el 22% del mercado mundial de gas natural, seguido por Rusia e Irán.

Gracias a la producción masiva de gas natural, en Estados Unidos surgió también un fuerte incremento del consumo que hoy ronda los 85,000 mmpc/d. Los sectores que más han incrementado su demanda, han sido el sector industrial, pasando de los 20,000 mmpc/d en 2010 a 30,000 mmpc/d en 2019 y el sector de generación de electricidad, que paso de 19,000 mmpc/d en el año de 2010 a 32,000mmpc/d en los últimos meses del 2019.

Estados Unidos más que una nación exportadora de gas, es un gran consumidor. El año pasado, el promedio de producción de gas natural en los Estados Unidos fue de casi 99,000 mmpc/d y la demanda fue de 85,000 mmpc/d en promedio, teniendo picos de consumo en el invierno que llegan a más de 130,000 mmpc/d. El mercado de gas natural de Estados Unidos alcanzó un excedente total de 15,500 millones de pies cúbicos diarios en dic. 2019. Una tercera parte de ese excedente tuvo como destino a México.



Para octubre de 2019, el promedio diario de importación de gas natural en México llegó a 5,500 mmpc/d, de los cuales 4,200 mmpc/d son dedicados a la generación de electricidad en el país, con lo que se puede concluir que en México 54% de la generación de electricidad depende del gas natural importado desde Estados Unidos, lo que contrasta con otros países en los cuales la generación de energía eléctrica por medio del gas natural no representa más del 45%.

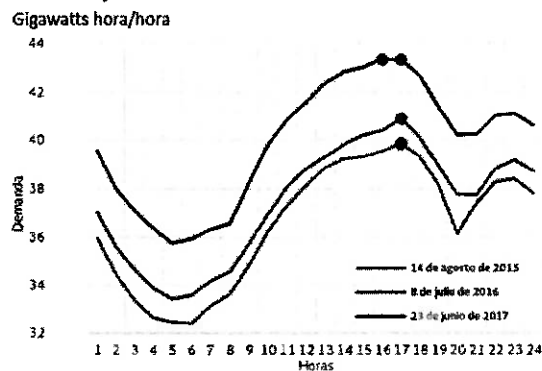


Ante el deterioro del precio internacional del barril de petróleo y la caída de los precios del gas natural, la industria dedicada a la extracción de hidrocarburos en Estados Unidos ha anunciado fuertes reducciones en inversión de capital, cancelación de proyectos y recortes masivos de personal. Lo anterior implica que se espera una fuerte caída de la producción de petróleo y gas natural en los Estados Unidos, planteando para México una seria incertidumbre sobre los contratos de importación de gas natural.

México debe plantear un protocolo de atención ante una eventual y posible escasez de gas natural para la generación de electricidad. El país cuenta con un parque eléctrico basado fundamentalmente en centrales de gas de ciclo combinado y equipos de turbogas que representan alrededor de 32 GW de potencia instalada: es decir, más del 54% de la electricidad nacional.

En México la curva de demanda diaria de electricidad oscila entre los 36 GW, en los horarios de menor demanda, y los 44 GW en los horarios pico por hora, como se ejemplifica en el siguiente gráfico:

GRÁFICO 3.1.4. DEMANDAS MÁXIMAS DEL SIN EN 2015, 2016 Y 2017



Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

Ante una posible pérdida de la capacidad de generación con gas natural, las diferentes fuentes de generación eléctrica con las que el país cuenta representan tan solo 22GW de potencia de generación base con centrales de carbón, combustóleo, energía nuclear, combustión interna (gasolina y diésel) y geotermia. Cuenta además con alrededor de 21 GW con fuentes intermitentes renovables que no están disponibles de forma permanente.

Capacidad instalada por tipo de combustible	
Potencia de base:	
Gas	32 GW
Combust.	12 GW
Carbón	5 GW
Nuclear	2 GW
Comb. inter.	2 GW
Geoterm.	1 GW
Capacidad Intermitente:	
Hidroelec.	12 GW
Eólica	5 GW
Solar	4 GW

La mayor parte de la capacidad eléctrica instalada en México depende del gas natural importado de Estados Unidos. En caso de existir problemas en las importaciones de Estados Unidos, la máxima capacidad de producción de energía eléctrica a la que se puede aspirar de potencia base por fuentes distintas al gas natural, es tan solo de 22 GW/h y de capacidad intermitente de fuentes renovables es de 21 GW/h.

En relación con lo anterior y según el análisis realizado de los indicadores de la industria de producción de gas natural, en los plays de perforación Shale denominado Rig Count en los Estados Unidos, se observa que inició

un declive desde el mes de noviembre de 2019 y para enero de este año alcanzó su mínimo histórico; con lo que se prevé que para el mes de diciembre del presente año habrá una disminución de casi 8,000 mmpc/d.

Esto representa un panorama de riesgo para la generación eléctrica en México si los niveles de consumo no disminuyen. En los Estados Unidos, está por terminar la temporada de bajo consumo de primavera y verano de gas natural, en la que se consume en promedio alrededor de 70,000 mmpc/d; pero para el mes de octubre de 2020, inicia la temporada de mayor consumo, que ronda los 110,000mmpc/d en promedio.

Como se indicó anteriormente, en México la producción de energía eléctrica del país depende directamente de los excedentes del mercado de gas de los Estados Unidos. Es probable que ese país vea disminuir sus excedentes para la exportación de este combustible a México, lo que inevitablemente pondría en riesgo toda la actividad económica del país, pues esta depende directamente de la producción de energía eléctrica para que las industrias puedan llevar a cabo todos sus procesos habituales.

A pesar de que la Comisión Federal de Electricidad tiene contratos de largo plazo para el suministro del gas natural, por parte de proveedores extranjeros, los indicadores nos muestran que podría haber un déficit importante en la producción de gas en Estados Unidos en los próximos meses, resultado a la pandemia internacional generada por el virus del COVID-19. Es posible que Estados Unidos dé preferencia al suministro de sus propios mercados antes que a los extranjeros.

México debe prever este escenario, por lo que es una prioridad para salvaguardar la seguridad nacional, el incentivar las inversiones en

extracción de la molécula en las diferentes cuencas, para poder asegurar la demanda nacional para los siguientes años. Según datos aportados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para el año de 2024, esta demanda rondará los 14,500 mmpc/d.

En consecuencia, se deben crear las condiciones para hacer rentables las inversiones en las áreas de extracción de gas natural manejadas por Pemex, quien actualmente cuenta con 99 Asignaciones de Exploración y 271 de Exploración y Extracción; por lo que se propone modificar su régimen fiscal para el gas natural no asociado, con las siguientes consideraciones:

1. Incremento del tope máximo de deducibilidad, del 80 al 85%
2. El pago del Derecho de Extracción (regalía) se mantiene conforme a la ley vigente.
3. La propuesta de modificación se aplica a las tasas del Derecho de Utilidad Compartida (DUC) e implicaría:

RANGO DE PRECIOS	DE REGALIA	DUC
\$0.00 - 5.00	0%	0%
\$5.01 - 6.99	P>\$5.00 = Tasa aplicable según legislación actual	Progresivo hasta llegar a la tasa de 54%, contemplada en el Artículo 39 de la Ley de

\$7.00 – Adelante

Ingresos sobre
Hidrocarburos
54%

Se debe utilizar una tasa menos confiscatoria para el derecho de utilidad compartida que se le aplica al gas natural, por lo que se proponen modificaciones a los artículos 39 y 41 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos para quedar como sigue:

LEY VIGENTE	INICIATIVA
LEY DE INGRESOS SOBRE HIDROCARBUROS	LEY DE INGRESOS SOBRE HIDROCARBUROS
Artículo 39.- Los Asignatarios pagarán anualmente el derecho por la utilidad compartida aplicando una tasa del 54% a la diferencia que resulte de disminuir del valor de los Hidrocarburos extraídos durante el ejercicio fiscal de que se trate, incluyendo el consumo que de estos productos efectúe el Asignatario, así como las mermas por derramas o quema de dichos productos, las deducciones permitidas en el artículo 40 de esta Ley.	Artículo 39.- Los Asignatarios pagarán anualmente el derecho por la utilidad compartida aplicando una tasa del 54% a la diferencia que resulte de disminuir del valor de los Hidrocarburos distintos al Gas Natural No Asociado y sus Condensados , así como las mermas por derramas o quema de dichos productos, durante el ejercicio fiscal de que se trate, las deducciones permitidas en el artículo 40 de esta Ley.

[SIN CORRELATIVO]

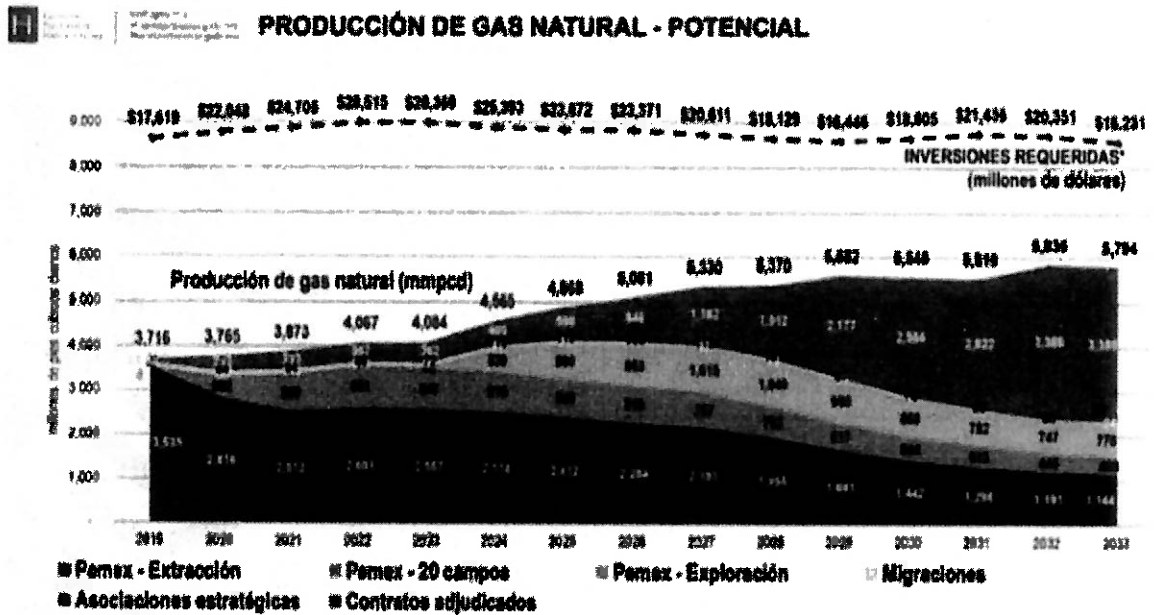
En el caso del Gas Natural No Asociado y sus Condensados, los Asignatarios pagarán anualmente el derecho por la utilidad compartida, a la diferencia que resulte de disminuir del valor del Gas Natural No Asociado y Condensados extraídos durante el ejercicio fiscal de que se trate, las deducciones permitidas en el artículo 40 de esta Ley; conforme a la tabla siguiente:

Precio del Gas Natural No Asociado (USD/MMBTU)	TASA DERECHO DE UTILIDAD COMPARTIDA
\$0.00 - \$5.00	0.000%
\$5.01 - \$5.50	5%
\$5.51 - \$6.00	20%
\$6.01 - \$6.50	35%
\$6.51 - \$7.00	50%
\$7.01 en adelante	54%

	<p>Los Asignatarios podrán utilizar Hidrocarburos Producidos para las Actividades Petroleras (incluyendo su uso como parte de cualquier proyecto de Recuperación Avanzada), como combustible o para inyección o levantamiento neumático, sin costo alguno, hasta por los niveles autorizados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos en el Plan de Desarrollo aprobado.</p>
<p>Artículo 41.- [...] III. 80% del valor anual del Gas Natural No Asociado incluyendo, en su caso, el valor anual de los Condensados extraídos de campos de Gas Natural No Asociado;</p>	<p>Artículo 41.- [...] III. 85% del valor anual del Gas Natural No Asociado incluyendo, en su caso, el valor anual de los Condensados extraídos de campos de Gas Natural No Asociado;</p>

Según datos del informe de prospectiva del gas natural de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, es necesario un promedio anual de inversión de \$20,000.00 millones de dólares para alcanzar las metas de producción planteadas para las asignaciones que se han realizado para perforación de pozos de gas natural en las diferentes cuencas a nivel nacional. Esto sugiere que con estas perspectivas de inversión solo se alcance una

producción de 4,565 millones de pies cúbicos para el año 2024. En contraste, la demanda nacional se estima en casi 14,500 mmpc/d, lo cual arrojaría un déficit de aproximadamente 10,000 millones de pies cúbicos diarios. En este escenario no se podría dar abasto con los excedentes del país vecino pues los índices de producción en Estados Unidos van disminuyendo, mientras incrementa de manera sustancial su demanda, como ya se expuso anteriormente.



Si no se le da prioridad a incentivar las inversiones en la extracción de gas natural, México tendrá que explorar la opción de importar gas natural licuado de otros países como Rusia. Esto haría más costoso el gas en el mercado nacional, generando aumentos en los costos de todas las cadenas productivas que dependan directa o indirectamente del gas natural, entre ellas, la generación de energía eléctrica que depende del gas en un 54%, lo que traería consigo un proceso de inflación a nivel nacional.

Es por ello que, para incentivar la inversión en nuevos proyectos de extracción del hidrocarburo, se propone realizar modificaciones al artículo 34 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta para de esta forma hacer deducible de manera directa, hasta el 75% de la inversión sobre maquinaria e infraestructura que se instale, para quedar como sigue:

VIGENTE	INICIATIVA
LEY DEL IMPUESTO SOBRE LA RENTA	LEY DEL IMPUESTO SOBRE LA RENTA
<p>Artículo 34: [...]</p> <p>[SIN CORRELATIVO]</p>	<p>Artículo 34: [...]</p> <p>XV.- 75% para las inversiones en infraestructura utilizada específicamente para la extracción de los hidrocarburos señalados en las fracciones XVII, XVIII y XIX de la Ley de Hidrocarburos.</p> <p>Lo anterior no exime de las obligaciones fiscales establecidas en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.</p>

Por otro lado, es importante recordar que, con la promulgación de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos en 2014, como parte de la legislación secundaria de la reforma energética, se generó una gran asimetría fiscal entre Pemex y quienes obtuvieron contratos en las rondas licitatorias efectuadas durante el gobierno anterior.

Por ejemplo, conforme a la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, el límite de las deducciones que puede hacer Pemex, por barril producido en aguas someras (donde se concentra el 80% de su producción), es la cifra que sea mayor entre el 12.5% del precio del crudo o 6.10 dólares por barril. Con los actuales niveles de precio (alrededor de 40 dólares por barril), a Pemex le conviene deducir de su base gravable, 6.10 dólares por barril. Este es un valor inferior a los 6.50 dólares por barril que podía deducir desde 2006 y hasta antes de 2015, cuando entró en vigor la componente fiscal de la reforma energética. En contraste, los ganadores de contratos de producción compartida, pueden recuperar costos hasta por el 60% del valor de la producción: unos 24 dólares por barril producido, a los precios actuales.

Pero la asimetría fiscal también se pone de manifiesto en otras disposiciones: mientras el artículo 39 de la LISH, señala que Pemex debe pagar por los hidrocarburos extraídos *“incluyendo el consumo que de estos productos efectúe”*, así como por *“las mermas por derramas o quema de dichos productos”*; la cláusula 14.1 del modelo de contrato de licencia, señala que el *“Contratista podrá utilizar Hidrocarburos Producidos para las Actividades Petroleras (incluyendo su uso como parte de cualquier proyecto de Recuperación Avanzada), como combustible o para inyección o levantamiento neumático, sin costo alguno, hasta por los niveles autorizados por la CNH en el Plan de Desarrollo aprobado.”*

Existen otros puntos de trato asimétrico, tanto fiscal como regulatorio, entre Pemex y los contratistas; pero los aquí mostrados dan cuenta de que, sin duda, “el piso no está parejo” para la competencia que enfrenta Pemex. Las razones de este trato tan contrastante, se encuentran en una concepción muy ideologizada e idealizada sobre las bondades del mercado frente a las imperfecciones del Estado como actor económico.

Ahora bien, para el objetivo central de esta iniciativa, es pertinente eliminar al menos la asimetría en cuanto a los hidrocarburos (petróleo y gas asociado) destinados al autoconsumo. En ese sentido, se propone agregar un párrafo al artículo 39 de la LISH, con el objetivo de otorgar a Pemex o sus subsidiarias, el mismo trato fiscal que a los contratistas. De hecho, al párrafo adicional propuesto, es el mismo del que se benefician los operadores que detentan un contrato de licencia:

Los Asignatarios podrán utilizar Hidrocarburos Producidos para las Actividades Petroleras (incluyendo su uso como parte de cualquier proyecto de Recuperación Avanzada), como combustible o para inyección o levantamiento neumático, sin costo alguno, hasta por los niveles autorizados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos en el Plan de Desarrollo aprobado.

Por todas las consideraciones anteriores, me permito someter a su consideración la siguiente:

INICIATIVA CON PROYECTO DE DECRETO POR EL QUE SE PROPONEN MODIFICACIONES A LOS ARTÍCULOS 39 Y 41 DE LA LEY DE INGRESOS SOBRE HIDROCARBUROS Y SE AÑADE UNA

FRACCIÓN XV AL ARTÍCULO 34 A LA LEY DEL IMPUESTO SOBRE LA RENTA.

PRIMERO: SE PROPONEN MODIFICACIONES LOS ARTÍCULOS 39 Y 41 DE LA LEY DE INGRESOS SOBRE HIDROCARBUROS, para quedar como sigue:

Artículo 39.- Los Asignatarios pagarán anualmente el derecho por la utilidad compartida aplicando una tasa del 54% a la diferencia que resulte de disminuir del valor **de los Hidrocarburos distintos al Gas Natural No Asociado y sus Condensados**, así como las mermas por derramas o quema de dichos productos, durante el ejercicio fiscal de que se trate, las deducciones permitidas en el artículo 40 de esta Ley.

En el caso del Gas Natural No Asociado y sus Condensados, los Asignatarios pagarán anualmente el derecho por la utilidad compartida, a la diferencia que resulte de disminuir del valor del Gas Natural No Asociado y Condensados extraídos durante el ejercicio fiscal de que se trate, las deducciones permitidas en el artículo 40 de esta Ley; conforme a la tabla siguiente:

Precio del Gas Natural No Asociado (USD/MMBTU)	TASA DERECHO DE UTILIDAD COMPARTIDA
\$0.00 - \$5.00	0.000%
\$5.01 - \$5.50	5%
\$5.51 - \$6.00	20%
\$6.01 - \$6.50	35%
\$6.51 - \$7.00	50%

\$7.01	en	54%
adelante		

Los Asignatarios podrán utilizar Hidrocarburos Producidos para las Actividades Petroleras (incluyendo su uso como parte de cualquier proyecto de Recuperación Avanzada), como combustible o para inyección o levantamiento neumático, sin costo alguno, hasta por los niveles autorizados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos en el Plan de Desarrollo aprobado.

Artículo 41.- [...]

III. 85% del valor anual del Gas Natural No Asociado incluyendo, en su caso, el valor anual de los Condensados extraídos de campos de Gas Natural No Asociado;

SEGUNDO: SE AÑADE UNA FRACCIÓN XV AL ARTÍCULO 34 A LA LEY DEL IMPUESTO SOBRE LA RENTA, para quedar como sigue:

Artículo 34: [...]

XV.- 75% para las inversiones en infraestructura utilizada específicamente para la extracción de los hidrocarburos señalados en las fracciones XVII, XVIII y XIX de la Ley de Hidrocarburos.

Lo anterior no exime de las obligaciones fiscales establecidas en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

Artículos Transitorios.

ÚNICO: El presente decreto entrará en vigor al día siguiente al de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Dado en el Salón de sesiones de la H. Cámara de Senadores, 12 de octubre de 2020.

A handwritten signature in black ink, consisting of several fluid, overlapping strokes that form a stylized, somewhat abstract shape.

**ARMANDO GUADIANA TIJERINA
SENADOR DE LA REPÚBLICA.**