



Estudio de la evaluación de competencia de la OCDE

MÉXICO

2019



Estudio de la evaluación de competencia de la OCDE: México

2019



Este trabajo se publica bajo la responsabilidad del Secretario General de la OCDE. Las opiniones y argumentos aquí expresados no necesariamente reflejan los puntos de vista oficiales de la OCDE o de los gobiernos de sus países miembros ni los de la Unión Europea.

Este documento y los mapas que aquí se incluyen son sin perjuicio de la situación o soberanía sobre cualquier territorio, la delimitación de fronteras y límites internacionales y el nombre de cualquier territorio, ciudad o zona.

La OCDE tiene dos idiomas oficiales: inglés y francés. La versión en inglés de este informe es la única oficial.

Prefacio

México es uno de los principales productores de gas a nivel mundial. Sin embargo, en los últimos años, la posición de México se ha debilitado, ya que la producción nacional de gas ha disminuido y las importaciones han ido en aumento. En consecuencia, en 2013, el gobierno mexicano consideró necesaria la inversión para modernizar y ampliar los oleoductos y gasoductos así como la capacidad de almacenamiento y promulgó una reforma energética con el objetivo de liberalizar los mercados energéticos y garantizar una mayor inversión privada. Los objetivos fundamentales de la reforma incluían la reafirmación de la propiedad de la nación sobre los recursos del subsuelo, la garantía de la libre competencia entre los agentes económicos del sector, el fortalecimiento de los organismos reguladores y el énfasis en la transparencia y la rendición de cuentas en los nuevos contratos. Sin embargo, la reforma energética de 2013 ha sido controversial y ha generado discusiones sobre su impacto potencial en la industria energética a mediano y largo plazo, la relevancia de la inversión internacional y privada en la industria del país, y los efectos generales en los consumidores mexicanos.

En este contexto, el gobierno mexicano pidió a la OCDE que llevara a cabo una evaluación independiente para identificar normas y reglamentos que pudieran obstaculizar el funcionamiento competitivo y eficiente de los mercados en el sector del gas mexicano. Esta Evaluación de la Competencia de Gas se llevó a cabo entre octubre de 2017 y octubre de 2018 como un proyecto de seguimiento al primer Estudio de Evaluación de Competencia en México, que evaluó las regulaciones en los sectores de medicamentos y cárnicos en 2018.

En el caso del gas, el equipo del proyecto identificó y evaluó las regulaciones del mercado a lo largo de las cadenas de suministro verticales en el sector, cubriendo:

- Gas natural y su extracción, procesamiento, transporte, expendio al público y fabricación de productos petroquímicos básicos a partir de gas natural.
- Gas licuado de petróleo (LP) y su extracción, procesamiento, almacenamiento, transporte y expendio al público.

El equipo de la OCDE analizó 279 disposiciones legales relevantes para el sector. Como resultado de este trabajo, el informe hace 72 recomendaciones sobre disposiciones legales específicas que deberían ser abolidas o enmendadas. La mayoría de las recomendaciones por ejemplo, una mayor supervisión de los municipios con respecto a la construcción de nuevos ductos de gas natural o la apertura del mercado a supermercados y gasolineras para la venta de cilindros de gas licuado de petróleo (LP), son de naturaleza técnica y pueden aplicarse independientemente de la reforma energética de 2013. Estas recomendaciones aportarán grandes beneficios a la economía mexicana.

Las consecuencias para la economía mexicana en términos de efectos económicos positivos a largo plazo sobre la productividad y el crecimiento serán significativas, siempre que todas las recomendaciones se apliquen en su totalidad. La OCDE ha calculado un efecto positivo

anual para la economía mexicana de entre MXN 2 182.8 millones y MXN 3 740.3 millones para un número muy pequeño de recomendaciones a nivel intermedio y aguas abajo que el equipo de la OCDE fue capaz de cuantificar. La cuantificación son efectos mínimos; en otras palabras, es probable que el efecto total sobre la economía mexicana sea mucho mayor.

Este reporte proporciona al nuevo gobierno mexicano opciones detalladas de políticas para mitigar o eliminar las barreras regulatorias, incluyendo aquellas que restringen la entrada a un mercado (como los permisos municipales); limitan la capacidad de las empresas para competir (por ejemplo, regulando los precios); restringen su capacidad para elegir a sus proveedores (por ejemplo, mediante el requisito de comprar contenido nacional); tratan a los competidores de manera diferente (por ejemplo, mediante una regulación asimétrica); facilitan la colusión entre los competidores; o restringen la capacidad de los consumidores para comparar la oferta. Estos son pasos necesarios para diseñar, desarrollar y ofrecer un sector energético más competitivo en beneficio de la economía y de los consumidores mexicanos.

Deseamos que el nuevo gobierno mexicano tenga éxito en su consideración de nuevas opciones para el sector del gas, como las que se ejemplifican en este informe.



Greg Medcraft

Director de la Dirección de Asuntos Financieros y Empresariales de la OCDE

Agradecimientos

El Proyecto de Evaluación de la Competencia de Leyes y Regulaciones en México se lanzó formalmente en la Ciudad de México en julio de 2016, con el auspicio de Ildefonso Guajardo Villarreal, Secretario de Economía de México; Rocío Ruiz Chávez, Subsecretaria de Competitividad y Regulación Empresarial; y José Eduardo Mendoza Contreras, ex Jefe de la Unidad de Competencia y Políticas Públicas para la Eficiencia de los Mercados, y su sucesor, David López Victoriano.

Extendemos un agradecimiento especial a la Secretaría de Economía, que apoyó el proyecto desde sus inicios, aportó personal para trabajar tiempo parcial con el equipo del proyecto y nos proporcionó un espacio en sus oficinas durante todo el proyecto. La OCDE agradece especialmente a Gustavo Rodrigo Pérez Valdespín, ex Director General de la Unidad de Competencia y Políticas Públicas para la Eficiencia de los Mercados; y a Alín Martínez Morales, Directora de Área en la Unidad de Competencia y Políticas Públicas para la Eficiencia de los Mercados.

Además, la OCDE desea agradecer a los siguientes expertos ministeriales que participaron activamente a lo largo de todo el proyecto, asistiendo a los talleres y proporcionando información, asesoramiento y retroalimentación (todos los títulos de los puestos que se citan a continuación se refieren al momento del proyecto, específicamente a los talleres o las entrevistas).

De la Secretaría de Economía: agradecemos especialmente a Carlos Rubén Altamirano Vázquez, Director General Adjunto en la Unidad de Competencia y Políticas Públicas para la Eficiencia de los Mercados; Víctor Fabián Coca Reyes, Saulo Dan Galavíz Espinoza, Aurelio Limón Cruz, Ana Lilia Martínez Valdés, Elías Mizrahi Alvo, todos ellos directores de área en la Unidad de Competencia y Políticas Públicas para la Eficiencia de los Mercados; a su vez agradecemos a Juan Eduardo Balboa Velasco, Director General de Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético; Adriana Díaz Ortiz, Directora General Adjunta de Programas de Apoyo; Francisco Raúl Vargas Pinzón, Director General Adjunto de Verificación de Contenido Nacional; Juan Cuauhtémoc Díaz Mazadiego, Director de Área de Verificación de Contenido Nacional; Lidia Mora Vázquez, Directora de Fomento a la Industria Eléctrica B; Miguel Ángel Ramírez Hernández, Director de Área de la Dirección de Política de Contenido Nacional A; Cielo Angélica Beltrán Zapata, Subdirectora de Área en Normas Mexicanas; Francisco Javier Higareda Jaimes, Subdirector en la Unidad de Competencia y Políticas Públicas para la Eficiencia de los Mercados; Guadalupe Rosales Pavón, Subdirector de Área de Fomento a la Industria Eléctrica C; Juan Carlos Salinas Hernández, Subdirector de Explotación de Gas Natural no Asociado; Perla Elizabeth Sánchez Hernández, Subdirectora de Configuración y Seguimiento de Asignaciones; María Guadalupe Sobrino Cortés, Subdirectora de Área de Seguimiento de Mercados Agrícolas; Genaro Alberto Ramírez Martínez, Coordinador de Sistematización Administrativa; también a Rebeca Báez Medina, Miriam Díaz Ríos, y Eric Morales Villareal, todos ellos jefes de departamento; María Isabel Cortés Nicolás, enlace con la Dirección General de Industrias Ligeras; Rocío Almaguer Pérez, enlace de

Información Estadística; a su vez agradecemos a Mónica Becerril González, Luisa Gabriela Jayme Pérez, Itabish Montiel Amador, y Victor Manuel Hernández Trejo, todos ellos enlaces.

De la Secretaría de Energía: David Eduardo Rosales Hernández, Director General de Gas Natural y Petroquímicos; Josué Jordán Castro Duarte, Director General Adjunto de Evaluación; Daniela Flores Ramírez, Directora General Adjunta de Planeación de Gas Natural y Petroquímicos; Érick Bernal Rosas, Director de Operación y Supervisión; Eduardo Cortés López, Director de Planeación Económica de GLP; Oleg Kostin, Director de Área de Tratamiento y Refinación de Petróleo; Alma Angélica Lojero González, Directora de Área de Normatividad y Contenido Nacional; Fabiola Rodríguez Bolaños, Directora de Integración de Políticas Energéticas; Francisco Javier Rosado Vázquez, Director de Evaluación del Potencial Petrolero; Jordi Sod Hoffs, Director de Supervisión; Eunice Morales Sánchez, Directora Adjunta de Permisos; Erika Ortiz Sánchez, Subdirectora de Área; Jorge Javier Vázquez Ortiz, Director Adjunto de Reservas de Hidrocarburos; Mauricio Vizcaíno Mosqueda, Director Adjunto; Claudia Marcela Gloria Sánchez, Jefe de Departamento de Energéticos B; Thalía Ramírez Flores, Jefa de Departamento de Mercados Energéticos; Amauri Antonio Sierra Rodríguez, Jefe de Departamento y Alfonso Tamayo Guevara, enlace.

De la Secretaría de Hacienda y Crédito Público: Carlos Muñoz Piña, Director General de Política de Ingresos no Tributarios; Sergio Alberto Solís Cabello, Director de Política de Precios del Sector Petrolero; Zaira González Mora, Subdirectora de Análisis de Mercados Financieros, e Íñigo Lujambio Toca, Secretario Particular del Director General de Política de Ingresos no Tributarios.

De la Comisión Nacional de Hidrocarburos: Rolando Wilfrido de Lassé Cañas, Director General; César Mauricio Cuba Nogales, Director General Adjunto de Asignaciones de Extracción; Oscar Javier Dosta Rodríguez, Director General Adjunto de Regulación; Elvis Edward Frago Rivera, Director de Recuperación Secundaria y Mejorada; Claudia Marcela Meza Vega, Directora de Contenido Estadístico; Mauro Jaír Torres Aguirre, Director de Administración Técnica de Contratos; Mauro Iván Weimann, Director de Evaluación de Recursos Prospectivos y No Convencionales y Beatriz Adriana Loera Ruiz, Subdirectora of Regulación.

De la Comisión Federal de Competencia Económica: Brenda Gisela Hernández Ramírez, Comisionada; Jesús Ignacio Navarro Zermeño, Comisionado; José Eduardo Mendoza Contreras, Comisionado; Gloria Arely Núñez Sánchez, Directora General; Sonia Rocha Esquivel, Directora General Adjunta; Maricela Gómez González, Directora de Investigaciones de Mercado E; Martha Sánchez Maldonado, Directora de Área de Análisis Jurídico; José Rodrigo Ríos Dordelly, Director de Análisis Regulatorio; Iván Paredes Reséndiz, Subdirector de Planeación, y Sandy Elvia Ramírez Gutiérrez.

De la Comisión Reguladora de Energía: Susana Ivana Cazorla Espinosa, Jefa de Unidad de Gas LP; Meney de la Peza Gandara, Jefe de Unidad de Gas Natural; Alejandro Abia Trujillo, Director General de Análisis Económico y Regulación de Gas LP; Mirian Amaro López, Directora General de Mercados de Gas Natural; Alejandro Chanona Robles, Director General de Planeación y Asuntos Internacionales; José Manuel Haro Zepeda, Director General de Mercados; Raúl Valderrama Torres, Director General de Operación y Supervisión de Permisos de Gas LP; Graciela Rojo Chávez, Directora General de Regulación de Gas Natural; Cristian Campos Contreras, Director General Adjunto de Evaluación y Planeación; Magali Citlali Campos Contreras, Directora General Adjunta de Mercados de Gas LP; Pedro Tomás García Pardo, Director General Adjunto; Gabriela Hernández Longoria, Directora General Adjunta; Caren Martínez Audiffred, Directora

General Adjunta de Regulación de Gas LP; Eduardo Muñoz Reséndiz, Director General Adjunto de Gas Natural Licuado y Comprimido; Óscar Miguel Ángeles Galván, Director del Área de Gas LP; Cedel Castillejos Matus, Directora de Área en la Unidad de Desarrollo de la Regulación de Gas LP; Perla Cruz Martínez, Directora de Área; Diana María Escolástico Hernández, Directora de Área; Alejandro García Villareal, Director de Área de Mercados de Gas LP; Jorge Gutiérrez García, Director de Regulación; Ernesto Laguna Vallejo, Director de Área; Diana Araceli León Gallardo, Directora de Distribución de Gas LP; Saraí López Daniel, Directora de Venta al Público de Gas LP; José Jaime San Juan Castellanos, Director de Mercados; Fátima Liliana Nava Sesma, Directora de Área; Rafael Navarro Aceves, Director de Planeación; Víctor Hugo Osorio Gordillo, Director de Análisis de Regulatorio de Gas LP; José Francisco Rodríguez Montoya, Director de Área; Monserrat Romero Alarcón, Subdirector; Alan Eduardo Angeles Márquez, Subdirector de Análisis Estadístico; David Israel Flores Fuerte, Julio Alejandro Macip Lobato, y Magdalena Salguero Vidaurri, todos ellos jefes de departamento.

De la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente: Laura Lira Urdiana, Directora General de Cooperación Internacional; Adriana López de Alba Gómez, Asesor; Indira Juárez Frago, Directora de Gestión de Distribución Comercial; Ana María Gómez Solares, Directora de Normatividad de Exploración y Extracción Marítima; Irma Gabriela Navarro Bolaños, Directora de Normatividad de Distribución; Rodrigo Ortega Arreguín, Director de Gestión e Impacto Ambiental de Recursos No Convencionales Terrestres; Mauricio Trevilla González, Director de Normatividad; Luis Emmanuel Castro Frago, Subdirector; Khalil Estefanny Juárez Saucedo, Subdirectora; Yazmín López Bustos, Subdirectora de Revisión y Análisis de Gestión de Sistemas de Administración; Silvia del Carmen Montes Albino, Subdirectora; Patricia Angélica Quiles Martínez, Subdirectora de Vinculación Técnica; Daniela Martínez Ramírez, Subdirectora; Aidé Viridiana Cornejo Cornejo, Jefa de Departamento y Gabriel Epigmenio Mijangos Amador, Inspector.

Del Centro Nacional de Control de Energía: Juan Roberto Lozano Maya, Jefe de Vinculación Institucional; Jeovani Elid Santiago López, Jefe de Unidad de Mercado y Desarrollo; Marcos Ricardo Valenzuela Ortiz, Director de Área; Favio Perales Martínez, Subdirector de Diseño del Mercado Eléctrico Mayorista; Éder Armas Santillán, Supervisor Operativo y Ricardo Pérez Schechtel, Supervisor.

Del Centro Nacional de Control de Gas Natural: Édgar Alejandro de León Cervantes, Director Ejecutivo de Análisis Económico y Regulación; Juan Emmanuel Vicario Pérez Moreno, Coordinador General de Planeación y Proyectos; Adrián Hernández Villegas, Director General Adjunto; Karen Jaimes Granados, Coordinadora de Proyectos Junior; Detsyre Herrera Corona, Gerente de Apoyo Normativo; Isidro Fernández López, y Samali Andrea Pérez Horwich.

Del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología: Laura Patricia Oviedo Toral, Coordinadora Administrativa de la Red de Almacenamiento de Energía.

De la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía: María de los Ángeles Peña Sánchez, Directora de Área; Francisco Salazar Neumann, Director de Información y Sistemas Energéticos; Lázaro Flores Díaz, Subdirector de Programas de Gestión de Energía; Erika Yazmín Jaime Buenrostro, Subdirectora de Indicadores de Eficiencia Energética; Miguel Ángel Martínez Urincho, Subdirector de Usuarios de Energía; Salvador Mendoza Camacho, Subdirector de Programas de Ahorro en el Sector Hidrocarburos; Francisco Martín Mendoza Méndez, Subdirector de Área; Margarito Sánchez Mata, Subdirector de Normas de Sistemas; Eduardo Álvarez Flores, Jefe de Departamento de Normas de Producto y José Alberto López Ávila, Jefe de Departamento.

Del Instituto Mexicano del Petróleo: Marco Antonio Osorio Bonilla, Director de Tecnología de Producto; Jaime Sánchez Valente, Gerente de Desarrollo de Materiales y Productos Químicos; Roberto García de León, Gerente de Refinación de Hidrocarburos; Erick Luna Rojero, Gerente de Ingeniería de Yacimientos; Jaime Blanco Galán, Líder de Especialidad en Perforación, Terminación y Reparación de Pozos; Israel Ramírez Antonio, Líder de Proyectos; Mónica Silva Romero, Coordinadora del Centro de Certificación; Lorena Patricia Aldaraca Torres, Experta en Competencias; Israel Alejandro Viguera Gamas, Especialista; Israel Álvarez Villalobos, Investigador y Griselda Ruiz Salinas.

De la Procuraduría Federal del Consumidor: Carlos Aarón Rodríguez Mejía, Jefe de Departamento.

Del Instituto Nacional para el Federalismo y el Desarrollo Municipal: Ernesto Rodríguez Sáenz, Director de Enlace con Estados y Municipios.

Del gobierno de la Ciudad de México: Esteban Jesús Camacho Chiu Fong, Jefe de la Unidad Departamental de Desarrollo de Proyectos Normativos B; Laura Karina González Olvera, Jefa de Unidad Departamental de Desarrollo de Proyectos Normativos B; María de la Luz Urrusquieta Navarro, Directora General de Recursos Materiales y Servicios Generales; Marlene Valle Cuadras, Directora General de Patrimonio Inmobiliario; Ana María Chávez Nava, Directora Ejecutiva de Normatividad y Consulta; Miguel Ángel Gallardo López, Director Ejecutivo de Innovación, Evaluación del Desempeño Gubernamental y Uso Estratégico de la Información; Carlos Alejandro Ibarra Cisneros, Director Ejecutivo de Fortalecimiento Institucional y Gestión Interna; Claudia Guadalupe Martínez Vásquez, Directora de Programas Delegacionales; Diana Guadalupe Cuadros Hernández, Subdirectora de Prevención; Rubén Mendoza Cerdán, Subdirector de Formalización y Seguimiento de Permisos Administrativos Temporales Revocables; Petra Paz Ramírez, Subdirectora de Inventario y Modelación; Iván Jacobo Melo Salas, Líder Coordinador de Proyectos de Gestión Documental; Oliver Castañeda Correa, Coordinador General de Modernización Administrativa; Oscar Michaus Ortiz, Coordinador de Apoyo al Comité del Patrimonio Inmobiliario y Enlace Institucional; Sergio Alejo Merino, Apoyo Técnico en la DET (Honorarios); Sergio Solano García, Enlace de Evaluación de Programas y Proyectos; José Alan Verona Montes, Enlace de Monitoreo al Desempeño Gubernamental, y Cinthya Patricia Juárez San Luis.

De la Comisión Federal de Electricidad: Guillermo Turrent Schnaas, Director General de CFE Internacional; Juan Miguel Méndez Castillo, Asesor; Ramón Benítez Galarza, Subdirector de Evaluación Operativa y Héctor Domínguez Cruces, Subgerente.

La OCDE también le agradece, para gas LP: a la Asociación de Distribuidores de Gas L.P., ADG; la Asociación de Distribuidores de Gas LP del Interior, ADIGAS; y la Asociación Mexicana de Distribuidores de Gas LP y Empresas Conexas, AMEXGAS; para gas natural: Asociación Mexicana de Gas Natural, AMGN; y para hidrocarburos: a la Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos, AMEXHI.

Las opiniones expresadas en este informe no reflejan necesariamente los puntos de vista de la Organización o individuos mencionados anteriormente.

El informe fue editado por Michael Saller, Líder del Proyecto y Experto Senior en Competencia de la División de Competencia de la Dirección de Asuntos Financieros y Empresariales de la OCDE.

El equipo de la División de Competencia de la OCDE en México estuvo integrado por: Michael Saller, Líder del Proyecto; Herminio José Chanona Tevera, Economista; Sonia

Rocha Esquivel, Economista; Darcia Datshkovsky Sáenz, Experta en Competencia. El proyecto recibió valiosas aportaciones de Viviana Patiño Alcalá, Consultora y Christos Genakos, Analista Cuantitativo.

Antonio Gomes, Jefe de la División de Competencia de la OCDE y Sean Ennis, Economista Senior de la División de Competencia de la OCDE brindaron asesoría especializada en evaluación de la competencia.

El reporte fue editado para su publicación por Tom Ridgway y preparado para su publicación por Tanya Dyhin, Asistente de Comunicación de la División de Competencia de la OCDE.

Índice

Agradecimientos	5
Abreviaturas y acrónimos.....	13
Resumen ejecutivo.....	17
Capítulo 1. Evaluación y recomendaciones.....	21
1.1. Regulación y competencia en el mercado.....	22
1.2. Observaciones clave del Estudio de Evaluación de la Competencia en México	24
1.3. Principales restricciones identificadas y recomendaciones.....	24
1.4. Cuantificación de las recomendaciones	39
1.5. Conclusión	40
Capítulo 2. Evaluación del sector del gas	43
2.1. Panorama económico.....	43
2.2. Panorama general de la legislación.....	78
2.3. Aguas arriba.....	79
2.4. Segmento intermedio	90
2.5. Aguas abajo.....	100
Anexo 2.A. Cuantificación de las recomendaciones.....	127
2.A.1. Segmento intermedio: aumento en la construcción de ductos de gas natural como resultado de la simplificación regulatoria.....	128
2.A.2. Aguas abajo: incrementar el número de distribuidores de cilindros de gas LP	131
2.A.3. Aguas arriba: problemas en las licitaciones y en la producción de gas natural	134
Anexo A. Metodología.....	139
Anexo B. Análisis de la legislación por sector	146

Cuadros

Cuadro 1.1. Análisis de las disposiciones legales y formulación de recomendaciones en los segmentos de aguas arriba, intermedio y aguas abajo de la cadena de suministro.....	24
Cuadro 1.2. Resumen de los efectos positivos cuantificados por tema	40
Cuadro 2.1. Razones R/P.....	48
Cuadro 2.2. Principales distribuidores de gas natural por volumen (Gcal), 2016.....	58
Cuadro 2.3. Importaciones de gas natural (litros) por país de origen (2017) en volumen	67
Cuadro 2.4. Importaciones de gas natural (USD) por país de origen (2017) en valor	67
Cuadro 2.5. Importaciones de gas LP (litros) por país de origen (2017).....	69
Cuadro 2.6. Importaciones de gas LP (USD) por país de origen (2017).....	69
Cuadro 2.A.1. Beneficios estimados para los consumidores.....	127

Cuadro 2.A.2. Porcentaje promedio de reducción de precios en las áreas en las que actualmente hay <i>k</i> distribuidores	132
Cuadro 2.A.3. Precios de VPM por mes en 2017.....	137

Gráficas

Gráfica 2.1. Producción de gas natural (MMm3d), enero de 2009 a mayo de 2018	46
Gráfica 2.2. Producción de gas por tipo (MMm3d), 2006-2017	46
Gráfica 2.3. Reservas de gas natural (miles de millones de metros cúbicos).....	47
Gráfica 2.4. Producción de gas natural seco, enero de 2006 a diciembre de 2016 (MMm3d).....	50
Gráfica 2.5. Producción de gas LP (Mbd), enero de 2007 a diciembre de 2017	51
Gráfica 2.6. Infraestructura de gas natural	53
Gráfica 2.7. Asignación de capacidades del SISTRANGAS, temporada abierta 2016-2017	54
Gráfica 2.8. Infraestructura de transporte y distribución de gas LP	55
Gráfica 2.9. Participaciones en capacidad para el transporte de gas LP a través de ductos	56
Gráfica 2.10. Participaciones en capacidades de almacenamiento de gas LP	57
Gráfica 2.11. Demanda de gas natural, 2006-2016 (MMm3d)	61
Gráfica 2.12. Demanda de gas natural por sector, 2016.....	62
Gráfica 2.13. Demanda de gas LP, 2007-2017 (miles de barriles diarios).....	63
Gráfica 2.14. Proporción de gas LP usado para cocinar, 2016.....	63
Gráfica 2.15. Demanda de gas LP por sector, 2017	64
Gráfica 2.16. Precios (MXN/GJ) del gas natural (antes de la liberación), enero de 2012 a marzo de 2018.....	65
Gráfica 2.17. Precios promedio al usuario final de gas LP y precios spot FOB Mont Belvieu TX de propano (MXN/kg), enero de 2012 a junio de 2018*.....	66
Gráfica 2.18. Importaciones y exportaciones de gas natural (millones de metros cúbicos diarios), 2006-2016.....	67
Gráfica 2.19. Consumo interno de gas natural (MMm3d), 2006-2016	68
Gráfica 2.20. Importaciones y exportaciones de gas LP (miles de barriles diarios), 2007-2017	69
Gráfica 2.21. Consumo interno de gas LP (Mbd).....	70
Gráfica 2.22. Producción de gas natural en países de la OCDE (TJ), 2016*	71
Gráfica 2.23. Consumo de gas natural (TJ), 2016*	71
Gráfica 2.24. Razones mundiales R/P de gas natural, 2017	72
Gráfica 2.25. Precios del gas natural para los hogares (USD/megawatt-hora, MWh), sin adaptar por PPA, 2016.....	72
Gráfica 2.26. Precios del gas natural para los hogares (USD/MWh), adaptados por PPA, 2016.....	73
Gráfica 2.27. Producción de gas LP (miles de toneladas métricas), principales productores, 2015	73
Gráfica 2.28. Precios de venta al público de gas LP en enero de 2013 (USD/kg)	74
Gráfica 2.A.1. Precio de gas natural del índice Henry Hub (USD por millón de Btu).....	135
Gráfica A.1. Cambios en el excedente del consumidor.....	143

Recuadros

Recuadro A.1. Lista de verificación de competencia de la OCDE.....	140
Recuadro A.2. Medición de los cambios en el excedente del consumidor.....	143

Abreviaturas y acrónimos

ADG	Asociación de Distribuidores de Gas LP
ADIGAS	Asociación de Distribuidores de Gas LP del Interior
AIE	Agencia Internacional de Energía
AMEC	Acuerdo México, Estados Unidos, Canadá
AMEXGAS	Asociación Mexicana de Distribuidores de Gas LP y Empresas Conexas
AMEXHI	Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos
AMGN	Asociación Mexicana de Gas Natural
ASEA	Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente
BEP	Barril equivalente de petróleo
Btu	unidades térmicas británicas
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CENAGAS	Centro Nacional de Control del Gas Natural
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CNIH	Centro Nacional de Información de Hidrocarburos
COFECE	Comisión Federal de Competencia Económica
CONACYT	Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología
CONUEE	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
CPEUM	Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DACG	Disposiciones Administrativas de Carácter General
DOF	Diario Oficial de la Federación
DPI	Derechos de propiedad intelectual
EIA	Administración de Información Energética de Estados Unidos
EPE	Empresa(s) productiva(s) del Estado
FOB	Free on board
Gas LP	Gas licuado de petróleo (GLP)
GN	Gas natural
GNC	Gas natural comprimido
GNL	Gas natural licuado
ICR	Investigaciones de causa raíz
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo
I+D	Investigación y desarrollo

INDAABIN	Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales
INEGI	Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática
IPGN	Índice de Referencia Nacional de Precios de Gas Natural al Mayoreo
kg	Kilogramos
LGN	Líquidos de gas natural
Mbd	Miles de barriles diarios
MMm³d	Millones de metros cúbicos diarios
MMpcd	Millones de pies cúbicos diarios
Mtm	Miles de toneladas métricas
MWh	Megawatt-hora
MXN	Pesos mexicanos
NMX	Normas Mexicanas
NOM	Normas Oficiales Mexicanas
ODAC	Oficina de Asistencia Coordinada del Sector Energético
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
MPF	productividad multifactorial
PCC	Programa de cesión de contratos
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PEMEX TRI	PEMEX Transformación Industrial
PML	Pérdida máxima probable
PEP	PEMEX Exploración y Producción
PPA	Paridad de poder adquisitivo
PROFECO	Procuraduría Federal del Consumidor
PMR	Regulación del Mercado de Productos
RFC	Registro Federal de Contribuyentes
SASISOPA	Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente
SAT	Servicio de Administración Tributaria
SCOP	Sistema de Control de Órdenes de Pedido
SE	Secretaría de Economía
SEDATU	Secretaría de Desarrollo Agrario, Territorial y Urbano
SEGOB	Secretaría de Gobernación
SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
SENER	Secretaría de Energía
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SIAMI	Sistema de Información Arancelaria Vía Internet
SIRETRAC GLP	Sistema del Registro Estadístico de Transacciones Comerciales de Gas Licuado de Petróleo
SISTRANGAS	Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural
SNG	Sistema Nacional de Gasoductos
TCPA	Tasa de crecimiento promedio anual

TCPS	Términos y Condiciones para la Prestación de los Servicios
TJ	Terajoules
TLCAN	Tratado de Libre Comercio de América del Norte
TX	Texas
UE	Unión Europea
USD	Dólares estadounidenses
VPM	Ventas de primera mano

Resumen ejecutivo

El gobierno mexicano solicitó a la OCDE que llevara a cabo una evaluación independiente de las políticas públicas para identificar leyes y reglamentos que pudieran obstaculizar el funcionamiento competitivo y eficiente de los mercados en el sector del gas en México. Este *Estudio de la Evaluación de Competencia en el sector del gas* se llevó a cabo entre octubre de 2017 y octubre de 2018 en seguimiento al primer *Estudio de la Evaluación de Competencia en México*, que evaluó las regulaciones en los sectores de medicamentos y cárnicos, y cuyo informe final fue presentado por el Secretario General de la OCDE en enero de 2018. En el caso del gas, el equipo del proyecto identificó y evaluó las regulaciones del mercado a lo largo de las cadenas de suministro verticales en el sector, cubriendo:

- Gas natural, su extracción, procesamiento, transporte, distribución a usuarios finales y elaboración de productos petroquímicos básicos que usan gas natural como insumo.
- Gas licuado de petróleo (GLP, gas LP), su extracción, procesamiento, almacenamiento, transporte y distribución a los usuarios finales.

El proyecto se realizó en cinco etapas. La etapa 1 definió el alcance exacto del sector del gas natural y del gas LP. Se recopiló una lista de 279 disposiciones legales relevantes para el sector. En la etapa 2 se examinaron estas legislaciones utilizando el conjunto de *Herramientas para la Evaluación de la Competencia* de la OCDE para identificar posibles obstáculos a la competencia, y se encontraron 105 restricciones de la competencia *prima facie*. Además, se preparó un panorama económico del sector del gas en México con indicadores económicos importantes como producción, importaciones y tendencias de precios. En la etapa 3 se investigó el objetivo de los formuladores de políticas públicas para cada disposición. Se llevó a cabo un análisis en profundidad cualitativo y, cuando se dispuso de datos, cuantitativo. Se celebraron varias reuniones con funcionarios de las autoridades competentes, así como con representantes de asociaciones privadas, para comprender mejor las motivaciones y objetivos de los legisladores. En la etapa 4 se elaboraron proyectos de recomendaciones para las disposiciones que se consideró que restringían la competencia, teniendo en cuenta disposiciones similares en territorios comparables, especialmente en los países de la Unión Europea y en los Estados Unidos. Estas recomendaciones preliminares se presentaron en un taller celebrado el 16 de julio de 2018 y luego se distribuyeron a las autoridades mexicanas competentes que trabajan en el sector del gas para que formularan observaciones: Secretaría de Energía (SENER), Comisión Reguladora de Energía (CRE), Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS), Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) y Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). En la última etapa se finalizaron las recomendaciones teniendo en cuenta las observaciones de las autoridades. Además, durante el proyecto, el equipo de la OCDE organizó dos talleres con funcionarios de las autoridades pertinentes para crear capacidades de evaluación de la competencia en la administración mexicana y analizar recomendaciones preliminares.

Como resultado de esta labor, en el reporte se formulan 72 recomendaciones sobre disposiciones legales concretas que deben abolirse o modificarse. Las recomendaciones apoyan la Reforma Energética mexicana de 2013 del gobierno mexicano, cuyo objetivo fue liberalizar los mercados energéticos y asegurar una mayor inversión privada.

A continuación se resumen las principales recomendaciones para los sectores del gas en segmentos aguas arriba (*upstream*, exploración y producción), intermedio (*midstream*, transporte y almacenamiento) y aguas abajo (*downstream*, distribución y venta al por menor).

Aguas arriba

Desde la Reforma Energética de 2013, el gobierno mexicano ha celebrado dos rondas principales de licitaciones durante las cuales se asignaron áreas que contienen gas a empresas privadas para su producción. Sin embargo, no todas las áreas se licitaron con éxito, y los participantes de la industria se han quejado de que ciertas condiciones posteriores a la licitación podrían reducir o retrasar la producción. La OCDE presenta las siguientes recomendaciones para facilitar la producción en el segmento de aguas arriba.

- Permitir que las empresas privadas que se dedican a la exploración y extracción seleccionen libremente a sus proveedores en lugar de obligarlas a celebrar procedimientos de licitación cuando el contrato supere determinados umbrales financieros, pues una licitación podría no ser siempre la forma más eficaz de que una empresa privada elija a un proveedor. No obstante, las empresas deben informar a la CNH de todas sus subcontrataciones para detectar y prevenir acuerdos colusorios.
- Estandarizar las condiciones previas que la CNH exige que cumplan las empresas privadas y las empresas productivas del Estado (EPE) para participar en las licitaciones de los contratos (como condiciones financieras o técnicas); además, introducir un padrón de participantes precalificados para evitar que las empresas tengan que demostrar más de una vez el cumplimiento de los mismos requisitos. Este debería actualizarse periódicamente para comprobar que las empresas siguen cumpliendo con las condiciones.
- Al elegir a los socios de las asociaciones estratégicas (*farmouts*), se debe permitir que las EPE (incluido PEMEX) decidan cuándo iniciar un proceso de licitación y cómo llevarlo a cabo; sin embargo, el proceso debe supervisarlo la CNH.
- Estudiar la posibilidad de regular el acceso a las instalaciones de procesamiento de gas natural de PEMEX por un periodo limitado y otorgar a las empresas de exploración de gas el derecho a que su gas se procese en las instalaciones de PEMEX en condiciones justas y no discriminatorias.
- Concientizar al gobierno mexicano de que exigir a las empresas contenidos nacionales encarecerá la exploración y producción de gas natural, y que la obligación de utilizar cláusulas de contenido nacional debe acompañarse de la transferencia de conocimientos, para que las empresas locales sean más competitivas en los mercados mexicano e internacional. Se debe aclarar la metodología para que las empresas calculen y midan fácilmente el contenido nacional que deben utilizar durante la exploración y extracción de hidrocarburos.

- Otorgar recursos suficientes a la Dirección General de Impacto Social y Ocupación Superficial de la SENER para que pueda realizar estudios de impacto social en plazos más cortos.
- Armonizar las Normas Oficiales Mexicanas (NOM) en el sector del gas que no concuerden con las normas internacionales vigentes.

Segmento intermedio

La OCDE recomienda lo siguiente para facilitar la producción en el segmento intermedio.

- Establecer un departamento en una dependencia federal para facilitar las actividades comerciales de las empresas de gas natural y gas LP de forma que se facilite a los participantes en el mercado obtener permisos municipales. Este departamento trabajaría dentro de los límites del Artículo 115 de la Constitución Mexicana y respetaría la autonomía de los municipios. Sus tareas podrían incluir la sugerencia de modelos de solicitudes de permiso a las autoridades municipales, firma de convenios de colaboración con las autoridades municipales o estatales, asesoramiento a los solicitantes sobre la mejor manera de tratar con las autoridades municipales, publicación de un informe anual sobre la situación de las empresas de gas LP en el nivel local, celebración de talleres de creación de capacidad con los funcionarios municipales y actuación como *amicus curiae* en los casos judiciales sobre permisos municipales injustamente rechazados.
- Estudiar la posibilidad de conceder incentivos a los municipios (por ejemplo, pagos regulares, contribuciones para la construcción de infraestructura para el gas natural vendido en sus territorios o transportado a través de ellos con el fin de motivarlos a apoyar la construcción de nuevos ductos de gas natural); esto podría ayudar a las empresas de gas natural a competir mejor con el gas LP para llegar a los clientes finales.
- La Reforma Energética de 2013 cambió el estatus legal de PEMEX y estableció una “regulación asimétrica”, lo que significa que el antiguo monopolio estatal está sujeto a una mayor restricción regulatoria que otros participantes en la industria del gas durante el tiempo que se considere necesario para reequilibrar su posición predominante en el mercado. La CRE debe publicar informes periódicos (por ejemplo, anuales) sobre el estado de todos los mercados del sector aguas arriba y del segmento intermedio en los que PEMEX está sujeta a una regulación asimétrica. En estos informes, la CRE deberá explicar los criterios en los que se basa su evaluación para cada mercado y los cambios que aún son necesarios para que se levante la regulación asimétrica.
- Establecer que las decisiones finales sobre la compensación de los terrenos utilizados para la construcción de nuevos ductos de gas natural deben tomar las dependencias gubernamentales. Otorgar a una autoridad federal la facultad de fijar la compensación para los propietarios de tierras en cuyos terrenos se construirá un ducto de gas natural, en lugar de la cantidad que se determine en las negociaciones bilaterales.
- Establecer que debe concederse por defecto una autorización en lugar de una negación (*afirmativa ficta*) si no se responde a una solicitud de cambio de uso del suelo para la construcción de un gasoducto de gas natural en el plazo establecido y no se interrumpe el plazo, porque, por ejemplo, la solicitud estaba incompleta y no incluía todos los datos requeridos. En los casos en que una *afirmativa ficta* tenga consecuencias negativas imprevistas (por ejemplo, ambientales), la Secretaría de

Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) debe poder impugnar o retirar la autorización en un plazo limitado.

- Permitir que los notarios (y no solo los jueces locales) validen los contratos entre las compañías de gas y los propietarios de las tierras.
- Eliminar la obligación de las compañías de gas de informar de los mismos hechos a dos autoridades. Por ejemplo, las negociaciones entre las compañías de gas y los propietarios de terrenos deben reportarse tanto a la SENER como a la Secretaría de Desarrollo Agrario, Territorial y Urbano, (SEDATU), y los accidentes relacionados con el gas natural, tanto a la ASEA como a la CRE.

Aguas abajo

La OCDE presenta las siguientes recomendaciones para facilitar la producción en el segmento de aguas abajo.

- Aumentar la competencia entre los distribuidores de cilindros de gas LP. Específicamente, emitir regulaciones para el intercambio de cilindros de marca, estandarizar los depósitos necesarios para intercambios, crear centros de intercambio de cilindros, exigir a los distribuidores de cilindros de marca que acepten los cilindros de marca de los competidores e impedir que los distribuidores de cilindros de marca retengan los cilindros de los competidores.
- Introducir una herramienta que permita a los consumidores residenciales comparar los precios agregados del gas LP y del gas natural en su zona con el fin de aumentar la competencia entre estos dos tipos de gas.
- Reevaluar las condiciones de seguridad para el llenado parcial de cilindros (*pigtleo*).
- Abrir una ventanilla única para las empresas en procedimientos como solicitudes de permisos y autorizaciones relacionados con la ASEA, la CRE y la CNH, y posiblemente también con la SENER y el Servicio de Administración Tributaria (SAT).
- Exigir a la CRE que publique un informe anual con estadísticas sobre el tiempo promedio necesario para expedir los diferentes tipos de permisos.
- Establecer directrices para determinar la duración de los permisos relacionados con el gas LP y el gas natural (es decir, para el transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y expendio al público) en función de la actividad específica, a fin de dar mayor transparencia a los participantes en el mercado.
- Emitir una NOM que se ocupe específicamente de la verificación del contenido neto de los cilindros de gas LP por parte de la Procuraduría Federal del Consumidor (PROFECO).
- Emitir directrices para las visitas de inspección coordinadas de la CRE y la ASEA, y establecer un órgano interinstitucional entre la CRE y la ASEA para coordinar las visitas.

Capítulo 1. Evaluación y recomendaciones

Esta evaluación identifica las distorsiones de la competencia en la legislación federal mexicana y propone recomendaciones para eliminar las barreras regulatorias a la competencia en el sector del gas de la economía mexicana, lo que abarca el gas natural, el gas licuado de petróleo (gas LP) y la cadena vertical de producción de gas (exploración, producción, procesamiento, transporte, comercialización y expendio al público). En él se identifican y analizan 105 posibles restricciones regulatorias y se formulan 72 recomendaciones específicas para eliminar posibles obstáculos y aumentar la competencia. Los beneficios de una mayor competencia serán precios más bajos y mayores opciones y variedad para los consumidores. En este informe se identifican las fuentes de esos beneficios y, cuando es posible, se proporcionan estimaciones cuantitativas.

La Evaluación de la Competencia en México de las leyes y reglamentos del sector del gas se realizó después de la primera Evaluación de la Competencia en México, que valoró la regulación en los sectores de medicina y carne. Ese informe final fue presentado por el Secretario General de la OCDE en enero de 2018 (OCDE, 2018). Este nuevo proyecto identificó y evaluó las regulaciones de mercado a lo largo de las cadenas verticales de valor en el sector del gas, abarcando el gas natural y su extracción, procesamiento, transporte, distribución a consumidores finales y fabricación de productos petroquímicos básicos a partir de gas natural, así como el gas licuado de petróleo (gas LP) y su extracción, procesamiento, almacenamiento, transporte y distribución a consumidores finales.

En diciembre de 2013, el gobierno mexicano promulgó una Reforma Energética con el objetivo de liberalizar los mercados energéticos y garantizar una mayor inversión privada. Los principios clave de la reforma incluían la reafirmación de la propiedad de la nación sobre los recursos del subsuelo, la garantía de la libre competencia entre los actores económicos del sector, el fortalecimiento de los órganos reguladores y la concentración en la transparencia y la rendición de cuentas en los nuevos contratos. La Reforma Energética incluyó a Petróleos Mexicanos (PEMEX), empresa estatal para la producción de gas natural y gas LP que tenía el monopolio en los sectores, para convertirse en una EPE —empresa 100% estatal con el objetivo de aumentar su valor económico— que goza de amplia autonomía técnica, de gestión y presupuestaria.

El objeto de este estudio es identificar las barreras regulatorias que restringen la entrada en un mercado (por ejemplo, por permisos municipales), que limitan la capacidad de las empresas para competir (por ejemplo, por regulación de los precios); que restringen su capacidad para elegir a su proveedor (por ejemplo, por la obligación de comprar un porcentaje mínimo de contenido nacional); que tratan a los competidores de manera diferente (por ejemplo, por una regulación asimétrica); que facilitan la colusión entre competidores; o que restringen la capacidad de los consumidores para comparar ofertas. La metodología de este ejercicio se resume en el Anexo A, que también proporciona referencias completas a la metodología de evaluación de la competencia de la OCDE.

1.1. Regulación y competencia en el mercado

El objetivo del *Estudio de Evaluación de la Competencia en el sector del gas*, específicamente en gas natural y gas LP, es eliminar las barreras regulatorias e introducir más competencia en el sector.

Una de las principales razones para llevar a cabo reformas regulatorias procompetitivas es beneficiar la economía mexicana. Cuando los clientes pueden elegir entre proveedores de bienes se benefician, al igual que la economía en su conjunto, y su capacidad de elección obliga a las empresas a competir entre sí. La elección y variedad para los consumidores se considera algo bueno en sí mismo pero, lo que es más importante, las empresas que operan en mercados competitivos experimentan un crecimiento de productividad más rápido que las empresas en entornos menos competitivos.

La conclusión de que el aumento de la competencia genera una alta productividad se apoya en estudios detallados de las industrias y empresas individuales. Por ejemplo, Nickell (1996) afirma que estudios sugieren que “la competencia, medida como el aumento del número de competidores o como la disminución de las rentas, está asociada a una tasa significativamente mayor de crecimiento de la productividad total de los factores”. A partir del trabajo de Nickell y profundizando en él, Disney, Haskel y Heden (2003) utilizan datos de 140 000 empresas y concluyen que “la competencia del mercado aumenta

significativamente tanto el nivel como el crecimiento de la productividad”. Blundell, Griffith y Van Reenen (1999) examinaron un conjunto de datos sobre las empresas manufactureras del Reino Unido y observaron un efecto positivo de la competencia en el mercado de productos en el crecimiento de la productividad. Una amplia variedad de estudios empíricos, resumidos en OCDE (2014), confirma que en las industrias donde hay mayor competencia se experimenta un crecimiento más rápido de la productividad. Otros beneficios de la competencia son la reducción de los precios al consumidor, el aumento de las posibilidades de elección de los consumidores y la mejora de la calidad de los productos y servicios, el aumento del empleo, el aumento de la inversión en investigación y desarrollo (I+D), así como de la adopción más rápida de la innovación.

A esta evidencia de que la competencia promueve el desarrollo se suman los estudios de los efectos de la desregulación del mercado de productos, el área más relevante para este proyecto. Arnold *et al.* (2011) estudiaron datos en el nivel de empresa en 10 países entre 1998 y 2004 con el índice de Regulación del Mercado de Productos (PMR, por sus siglas en inglés) de la OCDE en el nivel de las industrias. Los autores encontraron que una regulación más estricta del mercado de productos reduce la productividad multifactorial (MPF) de las empresas. Este resultado también se mantiene en un nivel agregado (Égert, 2016). En un estudio de 15 países y 20 sectores de 1985 a 2007, Bourlès *et al.* (2013) estimaron el efecto de la regulación de los sectores de servicios ascendentes en el crecimiento de la productividad descendente. Encontraron que las regulaciones anticompetitivas tienen un impacto que va más allá del sector en el que se aplican, y que este efecto es más importante para los sectores más cercanos a la frontera de la productividad.

La innovación y la inversión en capital basado en el conocimiento (KBC, por sus siglas en alemán), como la información digitalizada, los derechos de propiedad intelectual (DPI) y las competencias económicas, también se ven afectadas negativamente por un PMR más estricto (Andrews y Criscuolo, 2013; Andrews y Westmore, 2014). Por ejemplo, el PMR afecta los esfuerzos de innovación, pues tasas mayores de entrada de empresas aumentan las nuevas ideas y ejercen presión sobre los operadores tradicionales para que innoven; además, influyen en la innovación porque permiten a las empresas innovadoras combinar los recursos necesarios para comercializar nuevas ideas y productos de forma más eficiente. El documento señala que “una reforma política que aligere las barreras regulatorias en los servicios empresariales desde la media de la OCDE (es decir, Francia) hasta el bajo nivel de Suecia está asociada a un aumento de 30% en la inversión en empresas innovadoras”.

La eliminación de barreras también permite a las empresas innovadoras combinar de manera más eficiente los recursos necesarios para comercializar nuevas ideas y productos. Las reformas que favorecen la competencia en la regulación de los mercados de productos están asociadas a un aumento de patentes (Westmore, 2013).

Otro beneficio de una mayor flexibilidad regulatoria en el PMR es el aumento del empleo. Un estudio reciente de la OCDE (Criscuolo *et al.*, 2014) revela que en 18 países durante un periodo de 10 años las pequeñas empresas de cinco años o menos contribuyen en promedio con cerca de 42% de la creación de empleos. Como señala la OCDE (2015), “un papel tan desproporcionadamente importante de las empresas jóvenes en la creación de empleo sugiere que la reducción de las barreras al espíritu empresarial puede contribuir significativamente a la igualdad de ingresos a través de los efectos en el empleo”. Con el índice resumido de la OCDE de regulación del mercado de productos en siete industrias no manufactureras, que abarcan los sectores de energía, telecomunicaciones y transporte, Causa, De Serres y Ruiz (2015) encuentran un impacto negativo de la estricta regulación

del mercado de productos en la liquidez de los hogares. Este resultado se mantiene tanto en el promedio como en la distribución del ingreso, y conduce a una mayor desigualdad. Los autores concluyen que la reducción de los obstáculos reglamentarios a la competencia “tendería a aumentar los ingresos de los hogares y a reducir la desigualdad de ingresos, lo que apunta a posibles sinergias de política entre los objetivos de eficiencia y equidad”.

Otros trabajos de la OCDE (Ennis y Kim, 2017) investigan la relación entre competencia y desigualdad. Los autores elaboraron un modelo para evaluar los efectos redistributivos del poder de mercado en ocho países y descubren que el poder de mercado beneficia a los hogares más ricos. En su modelo, la cuota de riqueza del 10% de los hogares más ricos derivada del poder de mercado puede situarse entre el 10% y el 24%. Por tanto, la introducción de una mayor competencia en un sector beneficia proporcionalmente a los hogares más pobres.

1.2. Observaciones clave del Estudio de Evaluación de la Competencia en México

El objetivo principal de esta última etapa del proyecto de evaluación de la competencia en México es investigar cómo mejorar la competencia en el sector del gas en la economía mexicana mediante la eliminación de barreras regulatorias.

Los resultados analizados en esta sección se alcanzaron al identificar los obstáculos regulatorios a la competencia, al evaluar su impacto en términos de daño a la competencia y sugerir recomendaciones específicas para eliminar las restricciones. No se trata de una evaluación del impacto económico, sino más bien de un análisis metódico de las legislaciones relacionadas con los sectores objeto de análisis.

El proyecto identificó 105 restricciones regulatorias encontradas en las 279 disposiciones legales relevantes para el estudio. En total, el proyecto hace **72 recomendaciones específicas** para mitigar el daño a la competencia. Pueden consultarse en el Anexo B.

Cuadro 1.1. Análisis de las disposiciones legales y formulación de recomendaciones en los segmentos de aguas arriba, intermedio y aguas abajo de la cadena de suministro

	Aguas arriba	Segmento intermedio	Aguas abajo	Total
Restricciones encontradas <i>prima facie</i>	31	26	48	105
Recomendaciones realizadas	20	17	35	72

Fuente: Análisis de la OCDE.

1.3. Principales restricciones identificadas y recomendaciones

A continuación se resumen brevemente las restricciones y las principales recomendaciones en los sectores del gas en los sectores de aguas arriba, segmento intermedio y aguas abajo.

1.3.1. Aguas arriba

El sector del gas aguas arriba comprende la exploración y producción, así como el procesamiento del gas. En el sector, la OCDE recomienda una serie de medidas para facilitar la producción de gas natural. Esto puede provocar que el gas extranjero se sustituya por la producción mexicana y, por tanto, una reducción de las importaciones y a un aumento de la producción nacional. Esto también puede aumentar la inversión en la infraestructura nacional con posibles beneficios de largo plazo. En el Anexo 2.A1 se presentan detalles.

1.3.1.1. Contratación pública

- **Requisitos de que las empresas privadas celebren licitaciones.** Para la exploración y extracción de hidrocarburos en territorio mexicano, el gobierno federal puede utilizar una asignación para otorgar áreas y sus derechos minerales a PEMEX u otras empresas productivas del Estado (EPE), o bien adjudicar contratos de derechos de producción de hidrocarburos a empresas privadas o EPE. Si un asignatario o un contratista subcontrata o realiza adquisiciones por montos inferiores a USD 5 millones, el asignatario o contratista puede utilizar cualquier procedimiento de selección. Si el importe se sitúa entre USD 5 y 20 millones, el asignatario o contratista debe elegir a su proveedor mediante el “procedimiento de licitación restringida”, en el que se convoca al menos a tres empresas a presentar ofertas y el contrato se adjudica a la de mejor calidad y mejor precio. Por último, para importes superiores a USD 20 millones, el asignatario o contratista debe realizar un procedimiento de licitación. Estos umbrales se aplican tanto a las empresas privadas como a las EPE, pues un contratista puede ser una EPE o una empresa privada. Las EPE tienen legislación adicional que regula su proceso de contratación pública. La OCDE recomienda que las empresas privadas seleccionen libremente a sus proveedores. Sin embargo, deben informar de todas sus subcontrataciones a la CNH para detectar y evitar acuerdos colusorios entre empresas que inicialmente compitieron en el proceso de contratación (o que no participaron debido a un acuerdo). Además, la OCDE recomienda que se añada una cláusula a todas las licitaciones para exigir a las empresas que revelen su intención de subcontratar y que informen de cualquier subcontratación posterior, así como de sus criterios de selección.
- **Requisitos de precalificación para participar en licitaciones.** Para participar en los procedimientos de licitación para la adjudicación de contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, las empresas o EPE deben cumplir con ciertos criterios de precalificación de la CNH (por ejemplo, condiciones financieras o técnicas); por lo general esto se establece en las bases de la convocatoria. Un proveedor debe ser precalificado para cada licitación aunque ya haya participado el mismo año en una licitación que le exigiera cumplir con requisitos similares o más estrictos. Varios participantes del mercado han expresado que estos requisitos de precalificación pueden ser excesivos y pueden incrementar los costos de participación. La OCDE recomienda que en la medida de lo posible se estandaricen las condiciones que las empresas privadas y las EPE deben cumplir para participar en las licitaciones de los contratos de la CNH. Estas condiciones generales pueden modificarse, de ser necesario, de acuerdo con cada caso. Además, la OCDE sugiere que se introduzca un padrón de participantes precalificados a fin de evitar que las empresas privadas o las EPE tengan que demostrar más de una vez el cumplimiento de los mismos requisitos. No obstante, las condiciones deberían verificarse periódicamente (por ejemplo, cada cinco años) para asegurarse de que la empresa en cuestión sigue cumpliendo con todas ellas.

1.3.1.2. Preferencia por bienes y servicios mexicanos

- **Requisito de que los asignatarios y contratistas en el sector aguas abajo compren un mínimo de contenido nacional.** El decreto de la Reforma Energética de 2013 establece que, para promover la participación de las empresas nacionales en todos los niveles de la cadena de valor del sector energético, debe utilizarse un

porcentaje mínimo de contenido nacional, incluso en la fase de exploración y extracción. Los asignatarios y contratistas deben utilizar un porcentaje mínimo obligatorio de contenido nacional (como bienes nacionales, servicios, mano de obra y su capacitación) de 25% en 2015, que se prevé que aumente gradualmente hasta alcanzar al menos 35% en 2025. El gobierno mexicano debe estar consciente de que exigir a las empresas contenido nacional encarece la exploración y producción de gas natural y que la obligación de usar cláusulas de contenido nacional debe acompañarse de transferencia de conocimientos, para que las empresas locales sean más competitivas tanto en el mercado mexicano como en el internacional. Según los participantes de la industria, en la práctica es muy difícil saber si una empresa cumple con la regulación sobre el contenido mínimo nacional, pues debe considerarse a todos los proveedores de las empresas de exploración y extracción (que tienen sus propios subcontratistas y, a su vez, sus subcontratistas). Los participantes del mercado afirman que se enfrentan a la incertidumbre sobre las metodologías de rendición de cuentas con que deben estimar si cumplen los requisitos de la disposición. La OCDE recomienda aclarar la metodología para que las empresas calculen y midan fácilmente el contenido nacional que utilizan. Por el momento, la OCDE no hace ninguna otra recomendación sobre el contenido nacional ni sobre el porcentaje mínimo de contenido nacional que deben utilizar las empresas, pues ayudar a la industria nacional y permitir la transferencia de conocimientos es un objetivo legítimo.

- **Requisito de la SENER, la CNH y la CRE de preferir una oferta mexicana bajo las “mismas circunstancias”.** Al emitir permisos y otorgar asignaciones y contratos para la exploración y extracción de gas, la SENER, la CNH y la CRE, con la opinión de la SE, deben incluir en los términos y condiciones una cláusula que determine que, bajo las mismas circunstancias de precios, calidad y entrega oportuna, los asignatarios, contratistas y permisionarios deben contratar bienes y servicios mexicanos. La Ley de Hidrocarburos no define el significado exacto de las “mismas circunstancias”. Por tanto, no está claro cómo determinar cuándo las “circunstancias” son de hecho las mismas, pues dos ofertas nunca serán idénticas en términos de precio, calidad y entrega oportuna. Asimismo, no parece que esta condición se aplique a menudo en la práctica. La OCDE recomienda que el gobierno mexicano suprima la parte de la disposición relativa a las preferencias por la mano de obra nacional o los bienes producidos en el país dadas las mismas circunstancias. Se podría prever un periodo de transición para que las empresas mexicanas tengan tiempo de adaptarse a las nuevas condiciones del mercado. Alternativamente, el gobierno mexicano debe considerar la posibilidad de emitir directrices para aclarar cómo determinar cuándo las circunstancias son iguales, en cuyo caso debería aplicarse la preferencia por los productos y la mano de obra nacionales.
- **Requisito de que los asignatarios y contratistas deben preferir una oferta mexicana bajo “condiciones equivalentes”.** Para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en territorio mexicano, el gobierno puede otorgar asignaciones a EPE o contratos a empresas privadas o EPE. La subcontratación llevada a cabo por asignatarios y contratistas está regulada de acuerdo con el origen de los bienes y servicios. En particular: 1) los contratistas o asignatarios deben contratar preferentemente empresas locales si ofrecen “condiciones equivalentes a las existentes en el mercado internacional incluyendo calidad, disponibilidad y precio”; 2) los contratistas o asignatarios deben comprar preferentemente “materiales, equipo, maquinaria y demás bienes de consumo de producción

nacional, cuando estos se ofrezcan en condiciones equivalentes a las disponibles en el mercado internacional, incluyendo cantidad, calidad, plazos de entrega y precio”. En ambos casos el precio debe determinarse con base en “reglas del mercado”, que se definen como un “principio de competencia bajo el cual las partes involucradas en una transacción son independientes y participan en igualdad de condiciones por interés propio”. Como no hay una definición clara de condiciones equivalentes en una oferta ni una definición más extensa de “reglas de mercado” para identificar la mejor oferta, existe el riesgo de comportamiento discrecional. Asimismo, los proveedores extranjeros o mexicanos que participen con productos o servicios extranjeros pueden resultar discriminados. La OCDE recomienda que el gobierno mexicano suprima la parte de la disposición relativa a la preferencia por la mano de obra nacional o los bienes producidos en condiciones equivalentes. Se podría prever un periodo de transición para que las empresas mexicanas tengan tiempo de adaptarse a las nuevas condiciones del mercado. Alternativamente, el gobierno mexicano debe considerar la emisión de directrices para aclarar cómo determinar cuándo las circunstancias son iguales, en cuyo caso debería aplicarse la preferencia por los productos y la mano de obra nacionales.

1.3.1.3. Permisos y autorizaciones

- **Estudio de impacto social.** La SENER, con la colaboración de la Secretaría de Gobernación (SEGOB) y otras autoridades competentes, llevará a cabo un estudio de impacto social antes de licitar los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos o antes de asignar un área a una EPE. Según los participantes del mercado, la Dirección General de Impacto Social y Ocupación Superficial cuenta con personal limitado y, en consecuencia, el análisis de las propuestas de evaluación del impacto social puede tardar mucho tiempo. La OCDE recomienda dotar de más recursos a la Dirección General de Impacto Social y Ocupación Superficial de la SENER. Estos recursos permitirían a esta Dirección emitir resoluciones en plazos más cortos. Los costos pueden transferirse a los asignatarios o contratistas como tarifas por el análisis de las propuestas de evaluación del impacto social.
- **Padrón de importadores.** Los importadores de hidrocarburos deben estar inscritos en el Padrón de Importadores, así como en el Padrón de Importadores Sectorial de Hidrocarburos. Ambos registros están en manos del Servicio de Administración Tributaria (SAT). Para cada transacción, las empresas importadoras deben proporcionar al Padrón de Importadores Sectorial de Hidrocarburos información que incluya a quién le comprarán el gas o el gas natural y a quién se lo venderán, así como un registro de que sus clientes tienen permisos de la CRE para su almacenamiento o distribución. El requisito de que los importadores nombren a sus compradores por adelantado podría inhibir las importaciones de gas LP y gas natural. Algunos participantes del mercado han calificado estas condiciones de entrada como excesivas. Además, exigir a los solicitantes que proporcionen una lista de clientes a los que venderán productos importados podría retrasar las importaciones, pues es posible que los importadores todavía no sepan quiénes serán sus clientes. La OCDE recomienda eliminar el requisito de que los importadores tengan que indicar por adelantado a quién venderán los productos importados de gas LP o gas natural.

- **Padrón de terceros independientes ante la CNH.** Para la exploración y extracción de hidrocarburos realizada en territorio mexicano, tanto los asignatarios como los contratistas deben presentar informes anuales sobre la cuantificación de las reservas (es decir, 1P, 2P, 3P) a la CNH. Estas deben certificarse por terceros independientes, expertos en la clasificación, análisis, estimación, evaluación y certificación de reservas. Un requisito para ser un tercero independiente es tener al menos 10 años de experiencia en la industria del petróleo y el gas en áreas como exploración, geología, geofísica, ingeniería de yacimientos, producción o evaluación económica. La ley no aclara si la experiencia internacional se considera equivalente a la experiencia en México. La OCDE recomienda aclarar en la legislación que la experiencia internacional se considera equivalente a la experiencia en México.

1.3.1.4. PEMEX

- **Posible conflicto de interés en el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).** El IMP es una institución pública de investigación para la industria petrolera que provee tecnologías patentadas, y servicios de investigación y capacitación para desarrollar y formar técnicos mexicanos altamente especializados. Se creó en 1965 para apoyar a PEMEX y ahora brinda asistencia técnica a toda la industria. El IMP cuenta con una junta directiva integrada por el Secretario de Energía, dos expertos independientes y representantes de tres universidades, así como los secretarios o directores generales de la SHCP, la SEMARNAT y PEMEX. Este último forma parte del consejo de administración del IMP para que este se beneficie de la gran experiencia y conocimiento industrial de la compañía. Sin embargo, la participación de PEMEX en el consejo de administración de una institución de investigación que brinda apoyo técnico a toda la industria petrolera puede influir en el proceso de toma de decisiones de la institución en favor de PEMEX. Por ejemplo, el IMP puede llevar a cabo proyectos de investigación específicos para favorecer a PEMEX, o PEMEX puede tener acceso a datos sensibles de la industria, así como al conocimiento de nuevas tecnologías patentadas del IMP. La OCDE recomienda modificar la legislación para que exista una cláusula de autonomía que evite cualquier posible conflicto de intereses. A su vez, se debe incluir una previsión que permita a los consejeros recusarse en las votaciones sobre los asuntos que puedan crear un conflicto de interés.
- **Pagos compensatorios a PEMEX.** La SENER selecciona las áreas por licitar para la exploración y extracción de hidrocarburos. Sin embargo, después de la selección de las áreas, la CNH es la responsable de otorgar contratos de exploración y producción mediante procesos de licitación. Según el decreto de la Reforma Energética de 2013, si PEMEX invierte en el desarrollo de un proyecto que luego se adjudica a otra empresa (por ejemplo, si PEMEX hubiera realizado el estudio sísmico, la exploración o incluso la perforación), la SENER debe determinar el pago que PEMEX puede recibir de la empresa productora después de estimar el “justo valor económico” del costo de la inversión. Según la SEGOB existen lineamientos generales que describen el proceso específico para calcular el “justo valor económico”. Sin embargo, estos lineamientos aún no se publican. Además, de acuerdo con PEMEX, en los pocos casos que se han determinado hasta el momento (todos en casos de gaseoductos), PEMEX fue subcompensado. La falta de lineamientos específicos para determinar el “justo valor económico” podría afectar tanto a PEMEX como a sus competidores en caso de que se sobrevalore o

subvalore un pago. La OCDE recomienda publicar los lineamientos metodológicos para determinar la compensación a PEMEX y el nivel de compensación por inversiones en áreas que luego se otorgan a otras empresas.

- **Asociaciones estratégicas.** Las asociaciones estratégicas —*farmouts*— son acuerdos entre una EPE a la que se le otorgó una asignación (por ejemplo, los derechos de hidrocarburos de un área) y una empresa privada que se interese en prestar servicios a la EPE para el proyecto a cambio de un porcentaje de las ganancias. En México, el arreglo usual de una asociación estratégica implica que PEMEX reciba una asignación de la CNH y luego le pida a la CNH un socio. Actualmente, se consulta a una EPE durante la fase de precalificación, pero su dictamen no es vinculante. Por ejemplo, si a PEMEX se le asigna un área en la que quiere explorar y producir hidrocarburos pero no quiere hacer toda la inversión financiera por sí misma, podría buscar un socio. Sin embargo, para ello tiene que pedir a la CNH que lleve a cabo un procedimiento de asociación estratégica. Según PEMEX, este procedimiento puede ser largo y disuadir a los socios potenciales. La OCDE recomienda permitir que las EPE decidan cuándo iniciar un procedimiento de licitación, ejecutar el proceso y elegir a sus propios socios estratégicos. El proceso debe ser supervisado, en lugar de gestionado, por la CNH para garantizar un proceso justo y transparente.
- **Acceso a los centros de procesamiento de gas natural de PEMEX.** Actualmente, PEMEX es propietaria de los únicos nueve complejos procesadores de gas que existen en México. La actividad de procesamiento de gas no está sujeta a regulación económica, como las tarifas o una obligación de acceso abierto a sus instalaciones. Las empresas que desean procesar gas natural en México tienen que utilizar instalaciones que pertenecen a PEMEX, pues no existe otro proveedor. PEMEX podría utilizar su poder de mercado al negociar las condiciones de acceso y los precios. La OCDE recomienda estudiar la posibilidad de regular el acceso a las instalaciones de procesamiento de gas natural de PEMEX por un periodo limitado. El derecho de acceso podría limitarse, por ejemplo, a cinco años y concederse de forma no discriminatoria. Sin embargo, el estudio también podría encontrar fuertes argumentos en contra de una regulación del procesamiento, sobre todo porque el procesamiento del gas natural generalmente no se considera un monopolio natural. Las partes interesadas pueden elegir entre negociar con PEMEX o, si no están satisfechas con las condiciones, construir sus propias instalaciones de procesamiento o utilizar instalaciones de procesamiento en el extranjero.

1.3.1.5. No concordancia de estándares

- **No concordancia de estándares.** La OCDE recomienda actualizar todas las Normas Oficiales Mexicanas (NOM) para que se alineen con las normas internacionales en la medida de lo posible. Tal vez algunas de las prácticas actuales ya se ajusten a las normas internacionales, lo que podría facilitar la transición. Debe señalarse en la NOM si ya existen normas internacionales o mejores prácticas. Debe señalarse que de acuerdo con el *Plan Nacional de Normalización de 2018*, cuatro de estas NOM (NOM-001-SEMARNAT-1996, NOM-115-SEMARNAT-2003, NOM-143-SEMARNAT-2003 y NOM-138-SEMARNAT/SSA1-2012) se encuentran en proceso de modificación.

1.3.2. Segmento intermedio

El sector intermedio comprende el transporte (principalmente por ductos) y el almacenamiento de gas. A continuación se describen los principales problemas y recomendaciones.

1.3.2.1. Construction of new infrastructure for natural gas

Actualmente, solo 8% de los hogares mexicanos utiliza gas natural como principal fuente de combustible. La razón es que la mayoría de los hogares, así como las comunidades en las que viven, no están conectados a las tuberías de gas natural y por tanto tienen que depender del gas LP, que tiende a ser más caro. La OCDE recomienda una serie de medidas para facilitar la construcción de gasoductos de gas natural. Si se aplicaran, estas medidas darían lugar a que más consumidores tuvieran la posibilidad de elegir entre gas LP y gas natural. La OCDE estima que el beneficio para los consumidores oscilaría entre MXN 1 395.7 millones y MXN 2 670 millones. Para el límite inferior, se asumió que 50% de los hogares que actualmente utilizan tanques estacionarios de gas LP pasaría a utilizar gas natural. Para el límite superior, asumimos que 25% de los hogares que actualmente utilizan cilindros de gas LP comenzarían a utilizar gas natural. Los detalles de la cuantificación se explican en el Anexo 2.A.1.

- **Permisos municipales.** Los participantes del mercado mencionan frecuentemente que los permisos municipales de construcción son el mayor obstáculo para construir nuevos gasoductos. De acuerdo con el Artículo 115, fracción V, inciso f de la Constitución Mexicana, los gobiernos municipales tienen la facultad de expedir permisos y licencias de construcción. Según los participantes del mercado, los gobiernos municipales suelen negar o retrasar significativamente los permisos de construcción a las empresas que ya poseen un permiso federal de la CRE para el transporte de gas natural a través de ductos. La dificultad en la obtención de permisos municipales ocasiona retrasos en la construcción de infraestructura o, en algunos casos, impide el desarrollo de proyectos de ductos de gas natural nuevos. Las empresas de gas natural no pueden entrar fácilmente en los mercados regionales y competir con los distribuidores locales de gas LP. La OCDE recomienda crear un área dentro de una dependencia federal para facilitar la actividad de las empresas de gas natural en el ámbito municipal y dotarla de suficientes recursos humanos y financieros. Esta área trabajaría dentro de los límites del Artículo 115 de la Constitución Mexicana y respetaría la autonomía municipal en la autorización del uso del suelo y la emisión de permisos de construcción. Sus facultades pueden incluir:
 - ofrecer modelos de solicitudes de permiso a autoridades municipales;
 - firmar convenios de colaboración con autoridades municipales o estatales;
 - asesorar a los interesados sobre la mejor manera de tratar con las autoridades municipales;
 - publicar un reporte anual que describa la situación de las compañías de gas natural en el ámbito local;
 - organizar talleres con autoridades municipales, y
 - actuar como *amicus curiae* frente a tribunales en casos en los que los permisos hayan sido indebidamente negados.

- **Desalineamiento de intereses entre la autoridad municipal y las compañías de gas natural.** Parece haber un desalineamiento de intereses entre las autoridades municipales y las compañías interesadas en desarrollar proyectos de transporte y distribución de gas natural en los municipios. Como los municipios no reciben actualmente ningún beneficio de las empresas de gas natural que construyen nuevos gasoductos, a menudo no apoyan (e incluso obstaculizan) estos proyectos. Esto puede provocar retrasos, y a veces incluso que los gasoductos no se construyan. En consecuencia, los distribuidores de gas natural a menudo no son capaces de competir con los de gas LP. La OCDE recomienda estudiar la posibilidad de garantizar pagos regulares por venta o transporte de gas natural a través los municipios. Sin embargo, se debe tener cuidado en que los pagos no provoquen la discriminación entre proveedores de gas natural o gas LP.
- **Cambio de uso de suelo.** La compañía gasera que pretenda construir un gasoducto debe cambiar el registro de uso de suelo del terreno sobre el que planea construir el ducto. Muchos de los terrenos en cuestión están registrados como terrenos forestales ante la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, SEMARNAT. Las compañías interesadas en el cambio de uso de suelo en terrenos forestales deben llenar un formato emitido por la SEMARNAT y entregarlo a la ASEA. Si la SEMARNAT no emite una resolución de 60 a 75 días hábiles y no tiene una razón para “detener el reloj”, la solicitud se rechaza automáticamente (*negativa ficta*). La OCDE recomienda cambiar la legislación de manera que si la SEMARNAT, por medio de la ASEA, no resuelve la solicitud durante el periodo establecido, se *autorice* (en vez de rechazarse) la solicitud (*afirmativa ficta*). Este cambio evitaría retrasos a los proyectos de nuevos gasoductos. En caso de que la *afirmativa ficta* se aplique y esto dé lugar a consecuencias negativas imprevistas, la SEMARNAT debe poder cuestionar o retirar la autorización (en un periodo limitado).
- **Contraprestación a los propietarios de la tierra.** Las compañías de gas natural interesadas en construir gasoductos deben acordar una contraprestación con los titulares o propietarios de la tierra por el uso de su propiedad. Por lo general, no hay expropiación de tierras para ductos de gas natural (a diferencia de las tierras para carreteras, por ejemplo), pues, entre otras razones, esos ductos los construyen empresas privadas. La ley actual no prevé un importe máximo de pago al propietario o titular de la tierra por el uso de la propiedad. Esta falta de un máximo le da al propietario o titular de la tierra un fuerte poder de negociación y la posibilidad de fijar precios altos y aumentar el costo de la construcción de ductos de gas natural. Además, las negociaciones con los propietarios o titulares de tierras pueden provocar retrasos en la construcción de los gasoductos y restringir a las empresas de gas natural que deseen entrar en los mercados regionales y competir con los distribuidores locales de gas LP. La OCDE recomienda que el monto de la contraprestación debe establecerse por una autoridad federal y no por negociaciones bilaterales entre las compañías y los titulares o propietarios de la tierra.
- **Validación de contratos por un juez local.** Los cesionarios o contratistas (en este caso, las compañías de gas) negocian acuerdos con los propietarios o titulares de la tierra (inclusive tierras de propiedad comunal o ejidos) para establecer pagos de compensación y condiciones para el uso de las tierras por las que pasan los gasoductos. Una vez finalizadas las negociaciones, un juez de distrito en materia civil o el tribunal unitario agrario debe validar cada contrato antes de su entrada en vigor. Esto puede retrasar la construcción de ductos de gas natural y restringir la

capacidad de los distribuidores de gas natural para competir con los distribuidores de gas LP. La OCDE recomienda que además de los jueces locales, los notarios también deben poder validar los contratos entre los propietarios o los titulares de la tierra (incluyendo ejidos), bienes o derechos y los cesionarios o contratistas (en este caso, las compañías de gas).

1.3.2.2. Obligación de informar a las autoridades

- **Doble notificación a la SENER y a la Secretaría de Desarrollo Agrario, Territorial y Urbano (SEDATU) sobre las negociaciones con los propietarios.** Cuando una compañía de gas interesada en la construcción de nuevos ductos inicia negociaciones con los propietarios o titulares de la tierra sobre la compensación, debe notificar a la SENER y a la SEDATU por separado de cada negociación. Las notificaciones se realizan predio por predio. Tanto la SENER como la SEDATU utilizan sus propios formularios de notificación, aunque ambos exigen datos similares. La necesidad de notificar a dos autoridades predio por predio y el tener que proporcionar datos similares en dos ocasiones genera cargas administrativas innecesarias para las compañías y puede retrasar innecesariamente los proyectos. La OCDE recomienda combinar ambos formatos de notificaciones de manera que solo se deba entregar un formato a la SENER o a la SEDATU.
- **Necesidad de obtener un dictamen de diseño de la ASEA.** La NOM-003-ASEA-2016 establece que cada vez que los permisionarios construyan nueva infraestructura, o amplíen o modifiquen sus instalaciones, deben obtener un dictamen de diseño de una unidad de verificación (persona física o moral acreditada que realice actividades de evaluación de conformidad). La redacción de la NOM implica que los titulares de permisos deben obtener un nuevo informe de planificación por cada modificación de sus instalaciones, por pequeña que sea. Sin embargo, según los participantes de la industria, en la práctica, la norma solo es aplicable a nuevos ductos. El texto de la NOM puede generar incertidumbre para los participantes de la industria. La OCDE recomienda aclarar la legislación para que establezca que esta NOM solo es aplicable a nuevos ductos.
- **Doble reporte de incidentes a la CRE y a la ASEA.** Los importadores y exportadores de gas natural, así como los concesionarios de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, deben notificar a la CRE cualquier siniestro o incidente que ocurra. Este informe debe presentarse a la CRE antes de los 10 días hábiles siguientes a la fecha del siniestro. Las compañías deben proveer un reporte similar a la ASEA. La OCDE recomienda que se permita a las empresas presentar un único informe a la ASEA y la CRE. Lo ideal sería que este informe se subiera a una plataforma común (ventanilla única), tras lo cual ambas agencias compartieran la información. La creación de la Oficina de Asistencia Coordinada del Sector Energético, ODAC; es un primer paso en esta dirección.

1.3.2.3. Regulación asimétrica de PEMEX

La Reforma Energética de 2013 cambió el estatus legal de PEMEX y se aprobó su “regulación asimétrica”, lo que significa que el antiguo monopolio estatal está sujeto a una mayor restricción regulatoria que otros participantes en la industria del gas por el tiempo que se considere necesario para reequilibrar la posición predominante de PEMEX en el mercado. A continuación se describen brevemente las restricciones relativas a la regulación de la actividad comercial de PEMEX.

- **Publicación de precios de VPM de gas natural en el “sistema de información”.** Las ventas de primera mano (VPM) se definen como “la primera enajenación de un hidrocarburo, en territorio mexicano, que realice cualquier Empresa Productiva del Estado (EPE) o una persona moral, por cuenta y orden del Estado, a un tercero o entre ellos”. La regulación requiere que PEMEX use su “sistema de información” para publicar una lista de todos los contratos y transacciones que las subsidiarias de PEMEX hayan concluido entre sí para la VPM de gas natural, inclusive información de los términos de compra-venta, precios y cantidades de estos contratos y transacciones. Toda esta información debe ser puesta a disposición por PEMEX a los potenciales compradores de gas natural con VPM. Los incentivos de PEMEX para ofrecer descuentos a clientes designados pueden reducirse conforme sus competidores sean capaces de observar esos descuentos en el sistema de información y reaccionar al respecto en periodos breves.
- **Los precios de VPM de gas LP deben ser aprobados por la CRE.** La CRE introdujo una metodología que permitió a PEMEX calcular los precios máximos de VPM para el gas LP. La fórmula utilizada por PEMEX (y monitoreada por la CRE) tiene en cuenta varios factores, como el valor del gas LP en el punto de referencia relevante (fronteras o puertos donde el gas LP se importe o exporte) para determinar el precio en cada una de las instalaciones de procesamiento de PEMEX; el costo mínimo de transporte para entregar el gas LP en cada punto de venta; y los costos de infraestructura. PEMEX afirma que la regulación del precio máximo hace que sea lento adaptarse a las nuevas situaciones del mercado, pues se requiere la aprobación de la CRE para cada nuevo punto de venta de VPM de gas LP antes de su aplicación, lo que puede tardar varios meses.
- **Aprobación de la CRE de los contratos de comercialización de gas LP y el derecho de terminación anticipada.** La CRE debe aprobar los contratos de comercialización que las subsidiarias de PEMEX firman con los compradores. La resolución RES/1520/2017 de la CRE proporciona un modelo de contrato que PEMEX Transformación Industrial (PEMEX TRI) puede firmar con los compradores para la comercialización de gas LP. La cláusula decimotercera de este modelo —que PEMEX afirma que la CRE debe incluir— establece que el contrato puede ser rescindido antes de la fecha oficial de vencimiento por cualquiera de las partes con previo aviso de por lo menos 30 días hábiles. La cláusula obligatoria disminuye la capacidad de PEMEX para planificar en el largo plazo, pues los clientes pueden cancelar el contrato en un periodo breve.
- **Regulación de precios de gas húmedo de PEMEX (restricción de aguas arriba).** Antes de la Reforma Energética de 2013, la subsidiaria de PEMEX PEMEX Exploración y Producción (PEP), junto con la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), calculó el precio interno que PEP podía cobrar a las subsidiarias de PEMEX por el gas húmedo, entre otros hidrocarburos. El Artículo 82 de la Ley de Hidrocarburos establece que la CRE puede dictar reglamentos sobre los términos y condiciones, así como sobre los precios de las actividades relacionadas con hidrocarburos sujetas a la regulación de la CRE. Por tanto, los precios, términos y condiciones en que PEP vende gas húmedo (entre otros productos) a PEMEX TRI, otra subsidiaria de PEMEX, pueden determinarse por la CRE. De acuerdo con el considerando 12 de la resolución RES/389/2014, mientras los recursos materiales y humanos de la CRE para el cálculo de precios y la publicación de los términos y condiciones se consideren insuficientes por la propia CRE, continuarán aplicándose

los precios, términos y condiciones para la venta de todos los hidrocarburos, que incluyen el gas natural húmedo, de 2014. La resolución no es clara, sin embargo, sobre el nivel de precios del gas húmedo vendido por PEP a empresas privadas. Según PEP, la CRE planea emitir una metodología de precios en un futuro cercano, aunque no incluirá términos y condiciones de venta. Esta restricción limita la capacidad de PEP para vender gas húmedo a otras subsidiarias de PEMEX, ya que PEP no puede cobrar el precio de venta que elija. PEMEX indica que el precio regulado no es un precio competitivo basado en las condiciones actuales del mercado. Además, parece que no existe un mecanismo para que PEMEX venda a terceros; PEMEX no publica un precio para terceros pues la CRE no lo permite.

La OCDE apoya en general la aplicación de la regulación asimétrica. Sin embargo, resultó difícil reunir información sobre el estado actual de la regulación asimétrica y cuándo se eliminará la regulación que restringe a PEMEX de su práctica comercial. Por ello, la OCDE recomienda que la CRE publique informes periódicos (por ejemplo, anuales) sobre el estado de los mercados en los que PEMEX está sujeto a una regulación asimétrica. En estos informes, la CRE deberá explicar los criterios en los que basa su evaluación para cada mercado y los cambios que aún son necesarios para eliminar la regulación asimétrica.

1.3.2.4. General

- **Requisito de los titulares de permisos para el procesamiento de gas natural de comprar bienes y contratar servicios nacionales.** Los permisos para el procesamiento de gas natural que autoriza la SENER contienen términos y condiciones que estipulan que los titulares deben comprar los bienes o contratar los servicios mexicanos cuando los proveedores mexicanos y extranjeros ofrezcan “condiciones equivalentes”, como precios, calidad y plazos de entrega similares. Este reglamento no contiene una definición de “condiciones equivalentes” ni explicaciones adicionales sobre equivalencia de precios, calidad y puntualidad de entrega. La OCDE recomienda que el gobierno mexicano suprima la parte de la disposición relativa a la preferencia por la mano de obra nacional o los bienes producidos en el país en “condiciones equivalentes”. Se podría prever un periodo de transición para que las empresas mexicanas tengan tiempo de adaptarse a las nuevas condiciones del mercado. Alternativamente, el gobierno mexicano debe considerar la posibilidad de emitir directrices para aclarar cómo determinar cuándo las condiciones son equivalentes en cuyo caso deba aplicarse la preferencia por los productos y mano de obra nacionales.
- **Falta de regulación para establecer tarifas.** No existe una regulación detallada de las tarifas aplicadas a los sistemas integrados (sistemas de transporte de gas por ductos y su almacenamiento). Las empresas que transportan gas natural requieren un permiso de la CRE, el cual tiene un anexo llamado Términos y Condiciones para la Prestación de los Servicios (TCPS), que establece tarifas generales (como tarifas máximas), derechos y obligaciones que los titulares de permisos deben aplicar a sus usuarios. La falta de una metodología detallada que regule la fijación de tarifas dentro de los sistemas integrados crea inseguridad jurídica para los usuarios de la capacidad de transporte de gas natural. La OCDE recomienda establecer regulaciones específicas que proporcionen a los usuarios certeza sobre los niveles de las tarifas de transporte. Las tarifas, así como su metodología, deben ser públicas y de fácil acceso.

- **No concordancia de estándares.** La OCDE encontró cinco NOM que mencionan específicamente no concordar con estándares internacionales. El acceso de los competidores extranjeros al mercado mexicano puede verse obstaculizado, al igual que el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar diferentes conjuntos de normas en México y en el extranjero, lo que podría significar costos adicionales. La OCDE recomienda actualizar todas las NOM para que, en medida de lo posible, estén en concordancia con normas internacionales. Algunas normas actuales pueden ya estar alineadas con normas internacionales, lo que facilitaría la transición. Las NOM también deben señalar los casos en que no existan normas internacionales o mejores prácticas.

Las principales recomendaciones para el segmento intermedio de la cadena de valor del gas se describen en el Capítulo 2, y se enlistan analíticamente en el Anexo B.

1.3.3. Aguas abajo

El segmento de aguas abajo comprende la distribución y venta al público de gas natural y gas LP. A continuación se presentan las principales restricciones y recomendaciones:

1.3.3.1. Gas licuado de petróleo (gas LP)

- **Permisos municipales para el uso de suelo para la distribución de gas LP.** Las compañías que deseen distribuir gas LP por medio de plantas de distribución deben solicitar un permiso de la CRE y obtener el uso de suelo correspondiente de las autoridades municipales. Los municipios tienen la facultad de autorizar, controlar y supervisar el uso de suelo dentro de su competencia. La legislación municipal sobre el uso de suelo difiere significativamente de un municipio a otro. En ese sentido, no existe una práctica común en el nivel federal sobre cómo autorizar estos permisos. Mientras que en algunas zonas no es un problema, en otras los operadores de gas LP tienen dificultades para acceder a terrenos para las plantas de distribución de gas LP. Como se ha descrito anteriormente para el segmento intermedio, la OCDE recomienda establecer un área dentro de una agencia federal para facilitar los negocios de las empresas de gas LP a nivel municipal y dotar a dicha área de recursos financieros y humanos suficientes.
- **Permisos municipales a minoristas para la venta de cilindros de gas.** Los minoristas tienen dificultades para vender cilindros de gas LP a menudo debido a las complicaciones para obtener permisos municipales. Actualmente, los cilindros de gas LP en México los venden principalmente los distribuidores. Muy pocos minoristas, como supermercados o gasolineras, venden cilindros de gas LP a los consumidores finales desde sus instalaciones. Los permisos municipales, sin embargo, son a menudo difíciles de obtener, pues los requisitos pueden variar según las autoridades municipales y deben obtenerse por cada establecimiento (es decir, individualmente cada tienda o gasolinera). La falta de criterios claros para la concesión de permisos municipales parece dificultar la venta de cilindros portátiles en tiendas minoristas y gasolineras. La falta de proveedores adicionales, especialmente tiendas minoristas y gasolineras, priva a los consumidores de una mayor diversidad y mejores precios. La OCDE recomienda establecer un área dentro de una agencia federal para facilitar los negocios de las empresas de gas LP a nivel municipal, como se describe en el punto 1.3.3.1. En el caso de las bodegas de expendio, el área también podría ofrecer formatos de permisos modelo a los municipios. Si se aplica plenamente la recomendación de la OCDE de aumentar el

número de distribuidores de gas LP (sobre todo supermercados y gasolineras) y, en consecuencia, más supermercados y grandes gasolineras pueden vender cilindros portátiles, el beneficio para los consumidores se estima entre MXN 787.1 y 1 338.8 millones. Para el límite inferior, los beneficios se calcularon sobre la base de tener un proveedor adicional de cilindros de gas LP en ciudades pequeñas con menos de 100 000 habitantes (donde actualmente la competencia es a menudo limitada debido al escaso número de proveedores). Para el límite superior, la OCDE asumió que tener un proveedor adicional en ciudades con más de 100 000 habitantes también llevaría a una disminución de precios (aunque más pequeña). Los detalles de la cuantificación se explican en el Anexo 2.A.

- **Duración de los permisos de la CRE relativos a las actividades de gas LP.** Existen varios permisos que pueden concederse para actividades relacionadas con el gas LP por un periodo de hasta 30 años, y prorrogarse una vez por un periodo de hasta la mitad de su duración original. La duración de los permisos puede plantear problemas de competencia, pues, debido a la falta de lineamientos, las autoridades podrían discriminar teóricamente entre los solicitantes de una misma actividad concediendo permisos con duraciones diferentes a distintos solicitantes. Un competidor que tenga que renovar un permiso con una duración más corta tendría que soportar costos adicionales en comparación con un competidor que posea un permiso con una duración más larga. La OCDE recomienda que la CRE emita directrices para determinar la duración de los permisos relacionados con el gas LP en función de la actividad específica, a fin de dar mayor transparencia a los participantes en el mercado.
- **Plazo de la CRE para emitir permisos de gas LP.** Varias actividades relacionadas con el gas LP, como transporte, almacenamiento, distribución y expendio al público, requieren un permiso de la CRE. La CRE tiene 90 días hábiles después de recibir una solicitud para decidir si concede o rechaza un permiso. Para algunas otras actividades solo dispone de 78 días hábiles (por ejemplo, comercialización de gas LP y propano; distribución de gas LP por medio de plantas; expendio al público de gas LP mediante estaciones de servicio para autoconsumo; y expendio al público de gas LP mediante estaciones de servicio). Algunos participantes en el mercado afirman que la CRE tarda demasiado en expedir los permisos y amplía los plazos oficiales (esta afirmación es difícil de verificar). Los participantes quedan fuera del mercado hasta que obtengan un permiso de la CRE. La OCDE recomienda que la CRE publique un informe anual con estadísticas sobre el tiempo promedio necesario para expedir los diferentes tipos de permisos, así como la frecuencia con que se requiere información adicional. Además, se deben dar explicaciones sobre los casos en que la CRE no cumple con sus propios plazos. La OCDE alienta a la CRE a que prosiga sus esfuerzos para reducir el plazo de expedición de permisos.
- **Autorización de la CRE para que nuevos vehículos distribuyan gas LP.** Si una empresa titular de un permiso de la CRE para distribuir gas LP mediante bodegas de expendio decide adquirir vehículos nuevos, como autotanques, tiene que presentar una solicitud a la CRE para actualizar el título del permiso (emitido como autorización). Esto impide que las empresas utilicen inmediatamente sus vehículos recién adquiridos. La OCDE recomienda que las empresas solo tengan que notificar a la CRE la adquisición de nuevos vehículos para distribuir gas LP mediante bodegas de expendio. Como parte de esa notificación, las compañías tendrían que confirmar que cumplen con todos los requisitos, así como proporcionar la póliza de seguro de cada vehículo.

- **Régimen de propiedad de los cilindros de gas LP.** En México, actualmente existen dos tipos de cilindros de gas LP: los de marca de los distribuidores de gas LP y los genéricos sin marca. Los cilindros de marca solo pueden llenarse por el distribuidor que los marcó, mientras que los cilindros genéricos pueden llenarse por cualquier distribuidor de gas LP. Hoy en día existe una falta de regulación de los cilindros de gas LP, pero la CRE ha dicho que trabaja en nuevas disposiciones administrativas de carácter general al respecto. La OCDE recomienda que se emitan normas que regulen el intercambio de cilindros de marca, depósitos estandarizados para los intercambios, creación de centros de intercambio de cilindros, obligación de los distribuidores de cilindros de marca a aceptar los cilindros de marca de los competidores y la prohibición de que los distribuidores de cilindros de marca retengan los cilindros de los competidores. La OCDE no hace ninguna recomendación sobre la cuestión de si es preferible un sistema de marca o un sistema genérico, pues parece una cuestión de seguridad y no de competencia.
- **Llenado parcial de cilindros de gas LP, conocido como picleo.** La práctica, conocida como picleo, ha existido en México desde hace años, ya que muchos hogares de bajos ingresos no pueden permitirse comprar cilindros completos. Según los operadores del mercado, algunos de los requisitos de la NOM son estrictos y su cumplimiento supondría costos excesivos para las estaciones de servicio de gas LP. Los requisitos excesivos incentivan el llenado ilegal total o parcial de cilindros en las estaciones de servicio de gas LP y que las empresas que cumplen con esta NOM se verían seriamente perjudicadas en comparación con los competidores que la ignoran. La OCDE recomienda reevaluar las condiciones de seguridad teniendo en cuenta las normas internacionales con el fin de prevenir prácticas ilegales, e introducir multas para garantizar que las estaciones de servicio que llenan cilindros cumplan con la NOM. La OCDE alienta a la ASEA a continuar su trabajo en curso sobre la revisión de la NOM.
- **Sistema de inspección para cilindros de gas LP.** La NOM-011/1-SEDG-1999 establece las condiciones mínimas de seguridad para los contenedores portátiles (es decir, cilindros de menos de 25 kg de peso total) en los que se distribuye gas LP. Estas prevén que en las instalaciones de almacenamiento de distribución en las que en promedio se llenan menos de 1 000 cilindros al día, el distribuidor debe inspeccionar diariamente 10% de los cilindros. Para las instalaciones de almacenamiento de distribución en las que en promedio se llenan más de 1 000 cilindros al día, deben inspeccionarse 200 cilindros al día. La diferencia de la disposición en el número de inspecciones de cilindros discrimina a las instalaciones de almacenamiento que llenan más de 2 000 cilindros al día. La OCDE recomienda introducir un sistema de inspección más gradual en los porcentajes de cilindros por inspeccionar.
- **Inexistencia de una NOM de PROFECO que se ocupe específicamente de la verificación del contenido neto de los cilindros de gas LP.** Actualmente, solo existe una norma general sobre la verificación del contenido neto de los productos preenvasados. Esta falta de una NOM específica de gas LP podría dejar a PROFECO con demasiada discreción a la hora de verificar el contenido de los cilindros y podría poner en desventaja a algunos distribuidores de gas LP. La OCDE recomienda la emisión de una NOM que se ocupe específicamente de la verificación del contenido neto de los cilindros de gas LP por parte de PROFECO.

Debe tener en cuenta las normas internacionales existentes a fin de no generar barreras para la entrada.

1.3.3.2. Gas natural

- **Duración de los permisos de la CRE para actividades relativas al gas natural.** Varios permisos relacionados con el gas natural pueden concederse por un periodo de hasta 30 años y prorrogarse una sola vez por hasta la mitad de su duración original. En cuanto a las actividades relacionadas con el gas LP, la OCDE recomienda que la CRE emita lineamientos para determinar la duración de los permisos relacionados con el gas natural en función de la actividad específica, a fin de dar mayor transparencia a los participantes en el mercado.
- **Intercambio de información con PEMEX Etileno.** PEMEX Etileno es una filial de PEMEX que produce, distribuye y comercializa derivados del metano (principal componente del gas natural). La gerencia de comercialización de PEMEX Etileno tiene la responsabilidad de estar en contacto con asociaciones industriales y productores petroquímicos para intercambiar información sobre los mercados en los que PEMEX Etileno está presente, así como para encontrar nuevas oportunidades de negocios y proyectos de inversión. Esta disposición puede facilitar la colusión, pues establece que PEMEX Etileno debe coordinarse con los productores, distribuidores y minoristas de metano. La OCDE recomienda aclarar en la legislación que PEMEX Etileno debe tomar en cuenta el Artículo 53, fracción V, de la Ley Federal de Competencia Económica, y los lineamientos de la Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE) sobre intercambio de información.

1.3.3.3. Regulación sobre gas natural y gas LP en el segmento de aguas abajo

- **Falta de una ventanilla única.** No existe una ventanilla única mediante la cual los participantes del mercado traten con las autoridades de gas LP o gas natural. Los participantes en los sectores del gas LP y del gas natural tienen que solicitar y tratar por separado con la ASEA, la CRE y la CNH. Los participantes de la industria han dicho que a veces no está claro con qué autoridad deben ponerse en contacto y que puede haber dobles controles, lo que obliga a las empresas a proporcionar la misma información dos veces. La OCDE recomienda una ventanilla única para los procedimientos relacionados con la ASEA, la CRE y la CNH, y posiblemente incluir también a la SENER y al SAT.
- **Visitas de verificación de la CRE y la ASEA.** Las empresas que operan en los sectores del gas LP y del gas natural están sujetas a las visitas de verificación de la CRE y la ASEA. Según los participantes del mercado, si bien la legislación establece claramente las competencias de las dos autoridades, en la práctica parece haber cierta superposición de los requisitos exigidos por las autoridades durante las visitas de inspección. La OCDE recomienda que se publiquen lineamientos para las visitas de verificación de la CRE y la ASEA, y que se establezca un órgano interinstitucional entre la CRE y la ASEA para ayudar a coordinar las visitas.
- **Terceros autorizados que garanticen el cumplimiento de la ley.** La ASEA utiliza “terceros autorizados” para la supervisión, vigilancia, evaluación, investigación y auditoría de las disposiciones administrativas de carácter general (DACG) que emite. La ASEA organiza convocatorias para personas morales interesadas en convertirse en terceros autorizados que se publican en el *Diario Oficial de la*

Federación (DOF). Los participantes afirman que el número limitado de terceros autorizados da lugar a elevadas tarifas por sus servicios. La OCDE recomienda tomar medidas adicionales para aumentar el número de terceros autorizados por la ASEA en el mercado. Estas medidas pueden incluir la reevaluación de las condiciones de autorización de terceros autorizados y una mayor publicidad de las convocatorias para terceros autorizados.

- **Herramienta para la comparación de los precios de gas natural y gas LP para consumidores residenciales.** Actualmente no existe una base de datos de fácil acceso que permita a los consumidores residenciales comparar los precios del gas LP con los del gas natural. La OCDE recomienda introducir una herramienta (por ejemplo, una página web o una aplicación) que permita a los consumidores residenciales comparar los precios del gas LP y del gas natural en su zona. La información publicada en esta herramienta debe presentarse de forma agregada (por ejemplo, el precio promedio en ese ámbito) para evitar que la herramienta dé lugar a un intercambio ilegal de información y a colusión entre distribuidores.
- **No concordancia de estándares.** El equipo de la OCDE encontró 22 NOM en el segmento de aguas abajo que no se ajustan a las normas internacionales. El acceso de los competidores extranjeros al mercado mexicano puede verse obstaculizado, al igual que el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar diferentes conjuntos de normas en México y en el extranjero, lo que podría significar costos adicionales. La OCDE recomienda que se actualicen todas las normas para que en la medida de lo posible se ajusten a las normas internacionales y que se indique cuándo no existen normas internacionales o mejores prácticas.

Las principales recomendaciones se describen en el Capítulo 2 y se enlistan analíticamente en el Anexo B.

1.4. Cuantificación de las recomendaciones

No fue posible cuantificar un gran número de los efectos de las recomendaciones de la OCDE ya sea por falta de datos o por la naturaleza del cambio normativo. Además, los precios actuales del gas natural en el segmento de aguas arriba, así como los niveles de producción, son históricamente bajos. El resultado es que la base de referencia para el cálculo de estas cuantificaciones es baja. Sin embargo, de lo anterior se desprende claramente que las consecuencias para la economía mexicana en términos de efectos económicos positivos de largo plazo sobre la productividad y el crecimiento serán significativas, siempre que todas las recomendaciones se apliquen en su totalidad.

Más específicamente, si se levantan las restricciones particulares identificadas y cuantificadas durante el proyecto, la OCDE calcula un efecto positivo anual para la economía mexicana de entre MXN 2 182.8 millones y MXN 3 740.3 millones. Estas cifras se basan en el número extremadamente pequeño de recomendaciones del segmento intermedio y aguas abajo que el equipo de la OCDE pudo cuantificar. Por ende, la cuantificación son efectos mínimos; en otras palabras, es probable que el efecto total sobre la economía mexicana sea mucho mayor. En el segmento aguas arriba, esto puede provocar que el gas extranjero se sustituya por uno de producción mexicana y, por tanto, una reducción de las importaciones y un aumento de la producción nacional. Esto también puede aumentar la inversión en la infraestructura nacional con posibles beneficios de largo plazo.

Aunque solo se pudo cuantificar un beneficio relativamente pequeño para la economía mexicana, el equipo de la OCDE considera que no se debe subestimar el impacto acumulativo y de largo plazo de la eliminación de todas las restricciones identificadas como perjudiciales, incluso las de naturaleza más técnica (como la matriculación de vehículos nuevos). La racionalización de las legislaciones en estos sectores también afectará positivamente la capacidad de las empresas para competir en el largo plazo, siempre que se apliquen completamente las recomendaciones. Por último, al eliminar la legislación obsoleta o redundante, los inversores se enfrentarán a un entorno empresarial más transparente y seguro.

En el Cuadro 1.2 se resumen los efectos cuantificables de la supresión de los obstáculos legislativos a la competencia para determinadas restricciones.

Cuadro 1.2. Resumen de los efectos positivos cuantificados por tema

Restricción	Número de restricciones afectadas	Beneficios anuales (MXN, millones)
Segmento intermedio: aumento en la construcción de ductos de gas natural como resultado de la simplificación regulatoria	6	1 395.7-2 670
Aguas abajo: venta de cilindros de gas LP	1	787.1-1 070.3
Total	7	2 182.8*3 740.3

Nota: En febrero de 2018, la COFECE publicó el estudio *Transición hacia mercados competidos de energía: Gas LP* (www.cofece.mx/wp-content/uploads/2018/06/Libro-GasLP_web.pdf#pdf), que se redactó independientemente del proyecto de evaluación de la competencia de la OCDE sobre el gas. En su estudio, la COFECE estimó que un aumento en el número de competidores reduciría significativamente el precio final promedio del gas LP; por ejemplo, cuando una región aumenta el número de distribuidores de uno a dos, los precios pueden disminuir 6.5%.

1.5. Conclusión

En el presente capítulo se resumen las principales conclusiones y recomendaciones resultantes del análisis de 279 disposiciones legales. Si las recomendaciones de la OCDE se aplican plenamente, los efectos dinámicos deben beneficiar a los consumidores de México y a la economía mexicana.

A lo largo de este estudio, el equipo de la OCDE trató de identificar las fuentes de esos beneficios y, en la medida de lo posible, proporcionar estimaciones cuantitativas. Sin embargo, como los beneficios de la competencia surgen de las acciones innovadoras de muchos agentes del sector privado —algunos de los cuales quizá ni siquiera operan actualmente en el mercado—, cualquier estimación de este tipo es muy incierta y debe considerarse que en el mejor de los casos proporciona grados de magnitud de los efectos probables. El objetivo del informe es evaluar el daño a la competencia y los beneficios esperados para los consumidores de eliminarse las barreras, pero la cuantificación de los efectos de la supresión de todas las restricciones resultó imposible porque en muchos casos no eran cuantificables. De este modesto número de emisiones cuantificables, la OCDE encuentra efectos anuales totales en el rango de MXN 2 182.8 millones y MXN 3 740.3 millones. Este importe se basa en las pocas recomendaciones cuantificables sobre los sectores de aguas arriba, segmento intermedio y aguas abajo, derivadas de la mejora de la eficiencia y la reducción de los precios de los bienes y servicios para los consumidores. Sin embargo, es probable que los efectos positivos en la economía mexicana a lo largo del tiempo sean mucho mayores.

Por lo general, los beneficios se traducen en precios más bajos, una mayor oferta y una mayor variedad para los consumidores. A menudo son el resultado de la entrada de nuevas empresas más eficientes, o de que los proveedores existentes encuentren formas más eficientes de producción bajo presión competitiva. Como ya se mencionó, unos mercados más competitivos dan lugar a un crecimiento más rápido de la productividad en un plazo más largo, pero no se hace ningún intento de estimar este efecto.

El resto de este texto describe los resultados del estudio de la evaluación de la competencia en el sector del gas. Para cada una de las disposiciones o grupos de disposiciones identificadas como potencialmente perjudiciales, el informe describe la naturaleza de la restricción, el daño que causa a la competencia, los objetivos de los responsables políticos, y las recomendaciones y beneficios asociados identificados por la OCDE.

En el **Anexo A** se describe en detalle la metodología aplicada en el proyecto, tanto para revisar las leyes y reglamentos como para evaluar el daño a la competencia derivado de las restricciones, así como los beneficios para la economía y los consumidores mexicanos por la eliminación de las barreras a la competencia.

En el **Anexo B** se ofrece un resumen línea por línea de todas las regulaciones identificadas en el segmento de aguas arriba, segmento intermedio y aguas abajo del gas, para ayudar a identificar la ley o el artículo analizado, así como una descripción resumida de todos los análisis realizados.

Referencias

- Andrews, D. y C. Criscuolo (2013), “Knowledge-Based Capital, Innovation and Resource Allocation”, *OECD Economics Department Working Papers*, núm. 1046, OECD Publishing, París, <http://dx.doi.org/10.1787/5k46bj546kzs-en>.
- Andrews, D. y B. Westmore (2014), “Managerial Capital and Business R&D as Enablers of Productivity Convergence”, *OECD Economics Department Working Papers*, núm. 1137, OECD Publishing, París, <http://dx.doi.org/10.1787/5jxx3d441knr-en>.
- Arnold, J.M., G. Nicoletti y S. Scarpetta (2011), *Does Anti-Competitive Regulation Matter for Productivity? Evidence from European Firms*, IZA Discussion Paper, núm. 5511, <http://repec.iza.org/dp5511.pdf>.
- Blundell, R., R. Griffith y J. van Reenen (1999), “Market Share, Market Value and Innovation in a Panel of British Manufacturing Firms”, *Review of Economic Studies*, vol. 66, pp.529-554, www.ucl.ac.uk/~uctp39a/Blundell-Griffith-VanReenen-1999.pdf
- Bourlès, R., G. Cette, J. Lopez, J. Mairesse y G. Nicoletti (2013), “Do Product Market Regulations in Upstream Sectors Curb Productivity Growth: Panel Data Evidence for OECD Countries”, *The Review of Economics and Statistics*, diciembre de 2013, 95:5, pp. 1750-1768, <http://dx.doi.org/10.3386/w16520>.
- Causa, O., A. de Serres y N. Ruiz (2015), “Structural Reforms and Income Distribution”, *OECD Economic Policy Paper Series*, núm. 13, OECD Publishing, París, www.oecd.org/economy/structural-reforms-and-income-distribution.htm.
- Criscuolo, C., P.N. Gal y C. Menon (2014), “The Dynamics of Employment Growth: New Evidence from 18 Countries”, *OECD Science, Technology and Industry Policy Papers*, núm. 14, OECD Publishing, París, <http://dx.doi.org/10.1787/5jz417hj6hg6-en>.

- COFECE (2018), *Transición hacia Mercados Competidos de Energía: Gas LP* (Transition towards Competitive Energy Markets: LP Gas), www.cofece.mx/wp-content/uploads/2018/06/Libro-GasLP_web.pdf.
- COFECE (2015), *Guía 007/2015: Guía para el Intercambio de Información entre Agentes Económicos* (Guide for Information Exchanges Between Economic Agents), www.cofece.mx/wp-content/uploads/2018/01/guia-0072015_intercambioinf.pdf.
- Disney, R., J. Haskel y Y. Heden (2003), “Restructuring and Productivity Growth in UK manufacturing”, *The Economic Journal*, Vol. 113, pp.666-694. <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/1468-0297.t01-1-00145/pdf>.
- Égert, B. (2016), “Regulation, Institutions and Productivity: New Macroeconomic Evidence from OECD Countries”, *OECD Economics Department Working Papers*, núm. 1393, OECD Publishing, París, <http://dx.doi.org/10.1787/579ceba4-en>.
- Ennis, S. y Y. Kim (2017), “Market Power and Wealth Distribution”, en M. Licetti *et al.*, *A Step Ahead: Competition Policy for Shared Prosperity and Inclusive Growth*, World Bank Group y OECD, <http://dx.doi.org/10.1596/978-1-4648-0945-3>.
- Nickell, S. (1996), “Competition and Corporate Performance”, *Journal of Political Economy*, 104:4, pp.724-746, <http://www.jstor.org/stable/10.2307/2138883>.
- OECD (2018), *OECD Competition Assessment Reviews: Mexico*, OECD Publishing, París, www.oecd.org/publications/oecd-competition-assessment-reviews-mexico-9789264288218-en.htm.
- OECD (2015), *Economic Policy Reforms 2015: Going for Growth*, OECD Publishing, París, <http://dx.doi.org/10.1787/growth-2015-en>.
- OECD (2014), *Economic Policy Reform 2014: Going for Growth Interim Report*, OECD Publishing, París, <http://dx.doi.org/10.1787/growth-2014-en>.
- Westmore, B. (2014), “Policy Incentives for Private Innovation and Maximising the Returns”, *OECD Journal: Economic Studies*, vol. 2013:1, http://dx.doi.org/10.1787/eco_studies-2013-5k3trmjlxzq.

Otros estudios de evaluación de competencia

- Portugal (2018), www.oecd.org/competition/portugal-competition-assessment-project.htm.
- Greece (2017), www.oecd.org/greece/oecd-competition-assessment-reviews-greece-2017-9789264088276-en.htm.
- Romania (2016), www.oecd.org/competition/romania-competition-assessment-project.htm.
- Greece (2016), www.oecd.org/daf/competition/greece-competition-assessment-project.htm.
- Greece (2014), www.oecd-ilibrary.org/finance-and-investment/oecd-competition-assessment-reviews-greece_9789264206090-en.

Capítulo 2. Evaluación del sector del gas

2.1. Panorama económico

2.1.1. Definición de los sectores

Este panorama económico comprende al sector del gas, especialmente gas natural (extracción, procesamiento, distribución a consumidores finales, elaboración de productos petroquímicos básicos a partir del gas natural y transporte)¹ y gas licuado de petróleo (GLP o gas LP) (extracción, procesamiento, distribución a consumidores finales y transporte).²

De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, el gas natural es una mezcla de gases obtenidos a partir de la extracción o procesamiento industrial. Se compone principalmente de metano pero también puede contener etano, propano, butanos y pentanos, así como otros componentes, como dióxido de carbono (CO₂), sulfuro de nitrógeno (N₄S₄) y ácido sulfhídrico (H₂S).³ De manera informal, continuamente se hace referencia al gas natural simplemente como “gas”, especialmente cuando se compara con otras fuentes de energía, como petróleo o carbón. Sin embargo, el gas no debe confundirse con la gasolina. El gas natural se usa en el sector residencial, por ejemplo, como fuente de calor, de enfriamiento y para cocinar. Además, algunas empresas también pueden usar el gas natural para generar energía eléctrica *in situ*. Finalmente, tiene numerosos usos en la refinación del petróleo, en las industrias de metal, químicos, plásticos, procesamiento de alimentos, vidrio y papel.

El gas licuado de petróleo (gas LP) se produce durante el procesamiento del gas natural y la refinación del petróleo, y se compone principalmente de los gases butano y propano.⁴ Cuando se someten a una presión moderada o a refrigeración, estos gases se licúan haciendo posible el transporte y almacenamiento del gas LP como un líquido aunque después se usa como gas. Esto requiere cilindros o contenedores presurizados. En México, el gas LP se usa sobre todo como combustible en aparatos generadores de calor, equipos para cocinar y vehículos.

El gas LP es una mezcla de hidrocarburos (esencialmente propano y butano), mientras que el gas natural se compone sobre todo de un solo hidrocarburo (metano). Como el gas natural es metano, puede ser más ligero que el aire del ambiente, mientras que el gas LP es más pesado y denso que el gas natural. Cuando se libera, el gas LP no se disipa en el aire tan rápido como el gas natural.

Reforma Energética de 2013

En diciembre de 2013, el gobierno mexicano promulgó una Reforma Energética con el fin de garantizar una mayor inversión privada. Los principios clave de la reforma fueron reafirmar los recursos del subsuelo como propiedad del Estado, garantizar la libre competencia entre los actores económicos del sector, fortalecer las agencias reguladoras y prestar especial atención a la transparencia y rendición de cuentas en los nuevos contratos.⁵ Esta reforma modificó los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (CPEUM). Además, para agosto de 2014, la reforma trajo consigo la creación de 10 nuevas leyes y la modificación de 12.⁶

La reforma transformó a PEMEX (en ese entonces un organismo público descentralizado) en empresa productiva del Estado (EPE). Como resultado, PEMEX ya no es el único operador en la industria mexicana del petróleo. Además, también se permitió que tanto PEMEX como otras EPE formen alianzas con empresas privadas para participar en licitaciones de actividades de exploración y producción. La participación de las empresas privadas ahora se permite en las actividades restantes de la cadena de valor donde antes PEMEX era el único participante o dueño de la infraestructura requerida (por ejemplo, en la producción de gas LP y en el transporte y almacenamiento de gas natural).

La Reforma Energética creó nuevas instituciones, como el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS), cuya misión consiste en administrar y coordinar la red de transporte por ductos y el almacenamiento de gas para garantizar un terreno de juego parejo para todos los competidores; y la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA), que regula y supervisa las actividades e instalaciones relacionadas con la industria de hidrocarburos con el fin de proteger el medio ambiente y garantizar la seguridad industrial. Se fortalecieron y ampliaron las facultades de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y de la Comisión Reguladora de Energía (CRE). En particular, la CNH se convirtió en la autoridad adjudicadora de asignaciones y contratos para la exploración y producción de hidrocarburos, y la CRE, en el regulador y administrador de permisos para el almacenamiento, transporte y distribución de hidrocarburos.

2.1.2. Cadena de valor

La cadena de valor del gas se compone de las siguientes cinco etapas:

- exploración y producción
- procesamiento
- transporte y almacenamiento
- distribución
- expendio al público.

2.1.2.1 Exploración y producción

El gas natural se extrae de pozos subterráneos, frecuentemente como un subproducto de la extracción del petróleo. Después de la extracción, el gas natural se transporta a través de ductos a instalaciones complejas procesadoras de gas. El gas natural, en su estado bruto, cuyo principal elemento es el metano, debe purificarse con el fin de producir gas natural “seco” de la calidad que los consumidores finales requieren.

Los recursos de gas natural se clasifican de acuerdo con el tipo de formación geológica de la cual se extraen. La acumulación de gas natural en un yacimiento rocoso —por lo general, zonas relativamente pequeñas, porosas y permeables en varias formaciones rocosas naturales— se considera **convencional**. El gas natural de depósitos convencionales requiere perforación vertical.

El gas **no convencional** es un término genérico que incluye gas atrapado en formaciones duras no arcillosas ni de carbón, gas asociado a vetas de carbón, gas de lutita (conocido como *shale gas*) e hidratos de metano. El desarrollo tecnológico reciente en perforación horizontal y las técnicas de fractura hidráulica han hecho que los suministros de gas no convencional sean cada vez más comercialmente viables. Esto es cierto sobre todo con el gas de lutita,⁷ que se extrae de formaciones de lutitas, fuente que se ha convertido en una

de las reservas de gas más importantes del mundo. Se encuentra típicamente a dos o más kilómetros de profundidad y requiere tecnología compleja para su extracción, como la fractura hidráulica (también conocida como *fracking*), para producir gas con fines de comercialización. Esto implica el bombeo de fluido hacia formaciones geológicas que contienen gas para crear pequeños caminos que hacen que las formaciones se vuelvan más permeables.⁸

De acuerdo con la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés), en mayo de 2013, los recursos de gas lutita técnicamente recuperables en México se estimaron en 15.4 billones de metros cúbicos de gas natural, lo que coloca a México en el sexto lugar entre los países con más recursos de gas de lutita.⁹ Sin embargo, de acuerdo con la EIA, el potencial de México para extraer gas de lutita se ve afectado por diversos factores, como los altos costos de las inversiones para explorar lutitas, las incipientes capacidades del sector local de servicios especializados en lutitas, y la preocupación pública respecto de la seguridad en diversas áreas de lutitas.¹⁰ En marzo de 2017, PEMEX era la única compañía que había explorado yacimientos de gas no convencional (es decir, con gas lutita).¹¹

Gas asociado y no asociado

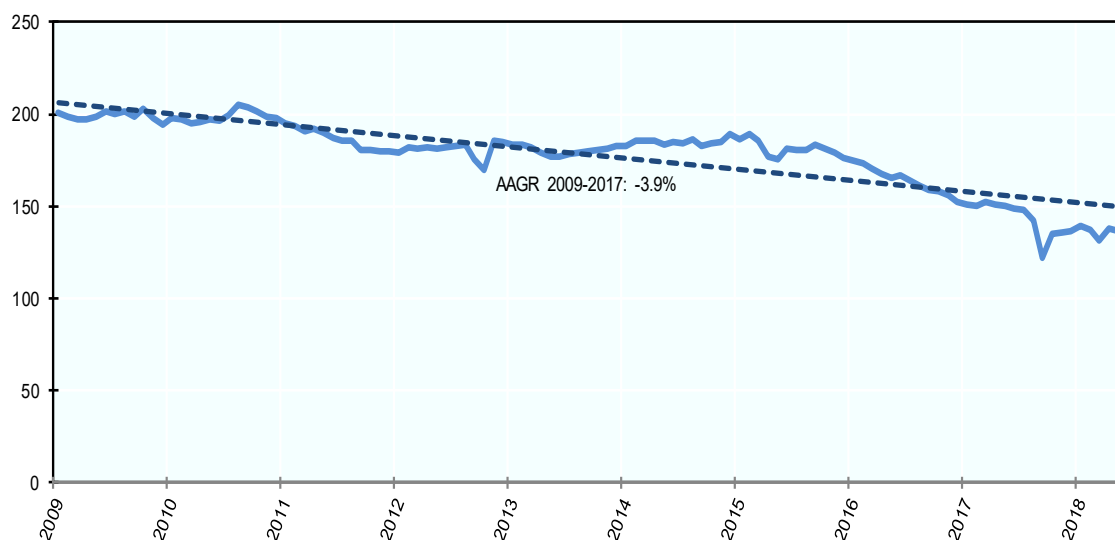
El gas natural extraído de los pozos de petróleo crudo se conoce como **gas asociado**. El gas natural de los pozos de gas se conoce como **gas no asociado**. Los pozos de gas solo producen gas natural crudo e hidrocarburos líquidos extremadamente ligeros. El gas natural también se recupera de minas de carbón, en cuyo caso se conoce como **gas de mina** o de vetas de carbón (**gas de vetas de carbón**).¹²

El gas natural bruto consiste en metano mezclado con cantidades variables de otras sustancias, como hidrocarburos gaseosos más pesados, gases ácidos (por ejemplo, sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono), nitrógeno, helio, agua (tanto en forma líquida como de vapor), metales pesados e hidrocarburos líquidos.¹³

Si después de la extracción el gas natural contiene más de 5.7 miligramos por metro cúbico de sulfuro de hidrógeno, se conoce como gas “ácido”. Si solo contiene dióxido de carbono y no compuestos de azufre, entonces se le conoce como gas “dulce”. Por lo general, es deseable eliminar tanto el sulfuro de hidrógeno como el dióxido de carbono para evitar problemas de corrosión.

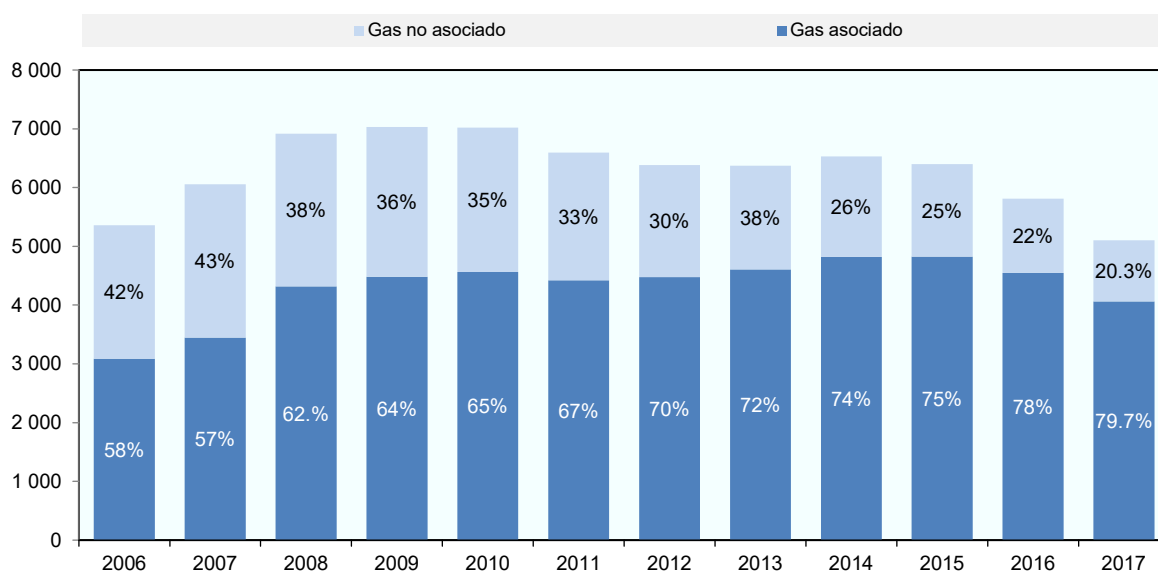
Producción total

En la Gráfica 2.1 se muestra la producción total de gas en México, medida en millones de metros cúbicos diarios (MMm³d) entre enero de 2009 y mayo de 2018. El gas natural suele medirse ya sea en volumen —metros cúbicos— o en valores caloríficos; el petróleo crudo, el petróleo crudo equivalente y el gas LP se miden en barriles de petróleo crudo equivalente (bpce). Durante ese periodo, la producción de gas disminuyó de manera consistente, con una tasa anual de -3.9%, de un promedio de 201 MMm³d en 2009 a 5 101.1 MMm³d en 2017.¹⁴

Gráfica 2.1. Producción de gas natural (MMm3d), enero de 2009 a mayo de 2018

Fuente: INEGI, “Minería > Volumen de producción de petróleo crudo y gas natural”, (consultado el 14 de agosto de 2018).

En 2017, como se muestra en la Gráfica 2.2, la participación del gas asociado en la producción total fue de 80%, mientras que la participación de la producción de gas no asociado fue de 20%.

Gráfica 2.2. Producción de gas por tipo (MMm3d), 2006-2017

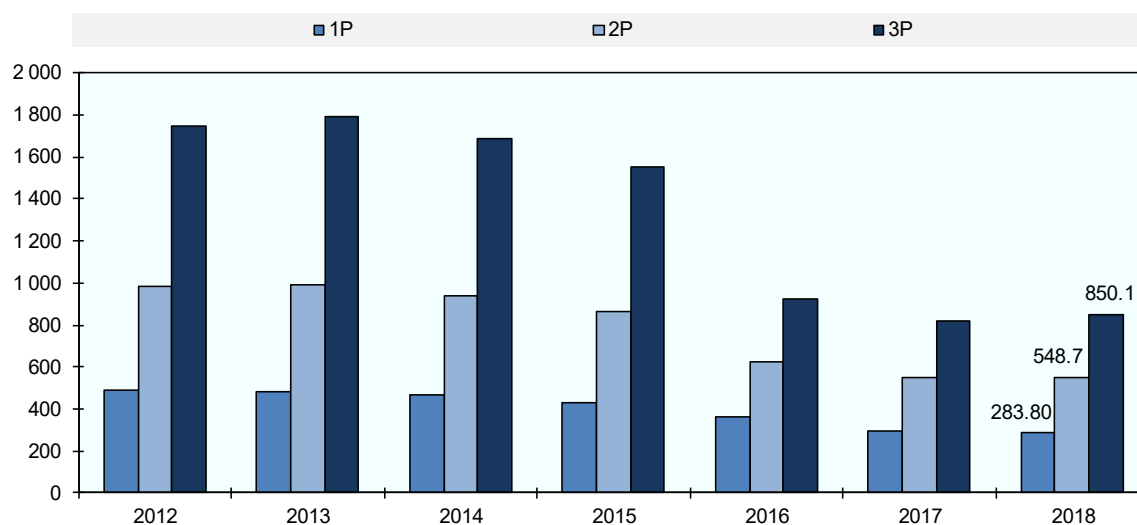
Fuente: CNH, “Producción nacional de petróleo y gas Diciembre 2017”, https://portal.cnh.gob.mx/downloads/es_MX/estadisticas/Produccion%20nacional%20de%20petr%C3%B3leo%20y%20gas.pdf (consultado el 20 de julio de 2018).

Reservas

Las reservas son hidrocarburos económica y técnicamente factibles de extraerse con los precios existentes. Por ejemplo, si los precios son bajos y los costos de inversión son altos como consecuencia, por ejemplo, de tasas de interés altas, no es rentable extraer hidrocarburos. También como el petróleo y el gas se cotizan en dólares estadounidenses, un tipo de cambio bajo entre el dólar estadounidense y el peso mexicano puede hacer que sea más atractivo importar, en lugar de extraer, hidrocarburos.

Las reservas de hidrocarburos suelen clasificarse, de acuerdo con la certidumbre de extracción, como “probadas”, “probables” y “posibles”. Además, las reservas de hidrocarburos a menudo se categorizan en una de las siguientes tres categorías: 1P (reservas probadas), 2P (reservas probadas más probables, es decir, 1P más reservas probables) y 3P (reservas probadas más probables más posibles, es decir, 2P más reservas posibles). Al 19 de julio de 2018, en México, las reservas 1P de gas natural alcanzaron 283.8 miles de millones de metros cúbicos; las reservas 2P, 548.9 miles de millones de metros cúbicos, y las reservas 3P, 850.1 miles de millones de metros cúbicos.¹⁵ De acuerdo con la SENER (2017a), entre 2006 y 2016, las reservas de gas natural disminuyeron 53.5% debido a la volatilidad de los precios del petróleo y a las fluctuaciones en los tipos de cambio y tasas de interés que impactaron negativamente las actividades de producción de PEMEX.

Gráfica 2.3. Reservas de gas natural (miles de millones de metros cúbicos)



Fuente: CNIH, “Reservas de Hidrocarburos”, <https://portal.cnih.cnh.gob.mx/dashboard-reservas.php> (consultado el 19 de julio de 2018).

Las razones reservas-producción (R/P) representan el tiempo que las reservas remanentes durarían si la producción permaneciera en su nivel actual. Para un año dado, las razones R/P se calculan al dividir las reservas remanentes entre el total de la producción. En México, las razones R/P para 2016 se muestran en el Cuadro 2.1. Respecto de las reservas 1P, las estimaciones sugieren que con los niveles de producción de 2016, restarían 4.9 años de reservas de gas natural.

Cuadro 2.1. Razones R/P

Reservas	R/P ratio
1P	4.9
2P	9.1
3P	13.6

Fuente: CNH (2017), “Producción nacional de petróleo y gas”, septiembre, https://portal.cnih.cnh.gob.mx/downloads/es_MX/estadisticas/ProduccionC3%B3n%20nacional%20de%20petr%C3%B3leo%20y%20gas.pdf (consultado el 20 de julio de 2018) y “Reservas de Hidrocarburos”, <https://portal.cnih.cnh.gob.mx/dashboard-reservas.php> (consultado el 20 de julio de 2018).

Participantes del mercado en la producción en México

Hasta 2013, solo el Estado mexicano contaba con el derecho de extraer petróleo y gas. Petróleos Mexicanos (PEMEX), la compañía nacional dedicada al petróleo y gas en México, propiedad 100% del gobierno mexicano, tenía derechos exclusivos para explorar, explotar, refinar y procesar gas natural.¹⁶ En 2013, el gobierno mexicano decidió aprobar una Reforma Energética sustancial. Esta significó que PEMEX se transformara en una EPE —empresa de propiedad estatal con el fin de crear valor económico— que disfruta una gran autonomía técnica, directiva y presupuestaria. El Artículo 27 de la Constitución Mexicana se modificó y ahora establece que el Estado mexicano puede llevar a cabo la exploración y extracción de petróleo y otros hidrocarburos ya sea mediante “asignaciones”¹⁷ que solo pueden ser dadas a EPE y mediante contratos que pueden firmarse con EPE o empresas privadas tras un procedimiento de licitación. La reforma también permitió que PEMEX y otras EPE celebraran asociaciones estratégicas (internacionalmente conocidas como *farmouts*). Las asociaciones estratégicas consisten en acuerdos entre una EPE a la que se concedió una asignación y una empresa privada que, a cambio de prestar servicios a la EPE, obtendrá un porcentaje de los beneficios generados por dicha asignación. En las asociaciones estratégicas, la EPE se conoce como *farmor*, y la empresa privada, como *farmee*.

Los contratos con EPE y empresas privadas para la exploración y producción de hidrocarburos los otorga la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).¹⁸ Estos contratos no son asociaciones estratégicas porque se trata de contratos directos entre EPE o empresas privadas y el Estado mexicano, *no* entre una EPE y una empresa privada. Hay cuatro tipos de contratos:¹⁹

- Contratos de producción compartida, que permiten al contratista una compensación en especie, es decir, un porcentaje de la producción comercial.²⁰
- Contratos de utilidad compartida, que compensan al contratista con pagos directos (en especie) por sus servicios, determinándose el monto de los pagos en función del nivel de producción.²¹
- Contratos de licencia, de acuerdo con los cuales los contratistas deben pagar al gobierno mexicano derechos de licencias determinados por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), más regalías, basadas en el valor contractual o los ingresos derivados de la operación.²² y
- Contratos de servicios, de acuerdo con los cuales un contratista recibe un pago por proveer servicios, como exploración de campos o perforación de pozos. El monto de los pagos no está asociado al nivel de producción.²³

Los contratos para la exploración y producción de hidrocarburos se otorgan generalmente mediante un procedimiento de licitación. No obstante, para el gas natural, el Artículo 27 de

la Ley de Hidrocarburos establece que los contratos para la exploración y extracción de gas natural contenido en vetas de carbón mineral pueden otorgarse directamente a los titulares de concesiones mineras de carbón, sin una licitación previa.

Desde 2014, la CNH ha llevado a cabo diversos procesos de adjudicación con el nombre de Ronda Cero, Ronda Uno, Ronda Dos y Ronda Tres, con los cuales adjudicó 104 contratos entre 2015 y julio de 2018.²⁴

Justo después de la Reforma Energética, en 2013, la Secretaría de Energía (SENER), con el apoyo de la CNH, otorgó asignaciones a PEMEX sin proceso de licitación.²⁵ Este proceso se conoció como Ronda Cero.²⁶ La Ronda Uno,²⁷ que tuvo lugar entre diciembre de 2014 y diciembre de 2016, fue el punto de partida para que tanto las empresas privadas como las EPE participaran de manera competitiva en la exploración y extracción tanto de petróleo como gas natural en México, e incluyó una serie de licitaciones públicas internacionales.²⁸ El Estado mexicano otorgó 38 contratos durante la Ronda Uno: cinco fueron de producción compartida para el caso de aguas someras, 25 contratos de licencias para áreas terrestres (en Chiapas, Nuevo León, Tamaulipas y Veracruz), y ocho de licencias para aguas profundas y ultraprofundas (Cinturón Plegado Perdido, Salina del Istmo y Salina del Bravo).^{29,30}

Durante la Ronda Dos,³¹ que comenzó en julio de 2016 y concluyó en enero de 2018, el Estado mexicano licitó áreas adicionales para la exploración con recursos prospectivos³² de aproximadamente 5 653 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce).³³ La ronda comprendió 50 bloques para la exploración y extracción: 10 en aguas someras en las regiones de Tampico-Misantla, Veracruz y las Cuencas del Sureste, localizadas en el Golfo de México; 21 en las regiones de Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz y las Cuencas del Sureste; y 19 en aguas profundas en el Cinturón Plegado Perdido, las Cordilleras Mexicanas y la Cuenca Salina, localizadas en el Golfo de México.

La CNH publicó las convocatorias para la primera y segunda licitaciones de la Ronda Tres el 28 de septiembre de 2017 y el 24 de enero de 2018, respectivamente. La primera convocatoria de la licitación incluyó 35 áreas contractuales en aguas someras del Golfo de México, que suman 26 265 km², con recursos prospectivos estimados en 1 988 MMbpce.³⁴ La segunda licitación de la ronda abarcó 37 bloques costeros convencionales, que incluyeron 21 bloques en la región de Burgos en Tamaulipas, nueve bloques en la región Tampico-Misantla-Veracruz, y siete bloques en Tabasco y Campeche, en conjunto, 9 513 km², con un estimado de 260 MMbpce en recursos prospectivos, con gas húmedo, gas seco y aceite ligero.³⁵ Como resultado de la primera licitación de la Ronda Tres, que concluyó el 27 de marzo de 2018, el Estado mexicano adjudicó 16 contratos, todos de producción compartida.³⁶ La segunda convocatoria de la Ronda Tres aún no concluye.

2.1.2.2 *Procesamiento*

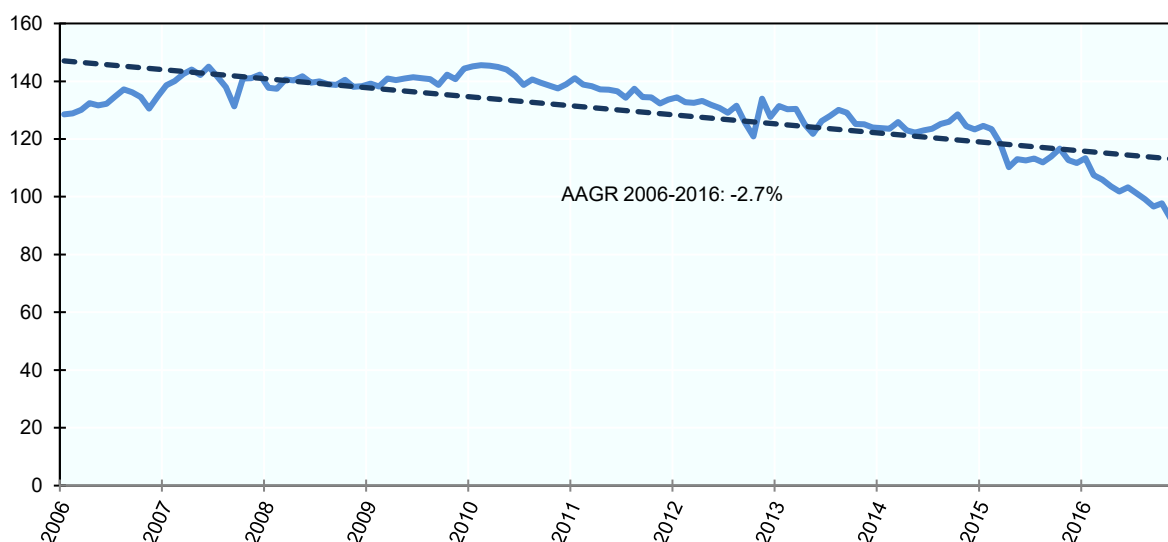
2.1.2.2.1 Gas natural

Después de la extracción, el gas natural se limpia por medio de procesos industriales complejos para separar impurezas así como varios hidrocarburos y fluidos diferentes al metano y finalmente obtener gas seco (es decir, gas natural comercial).³⁷ Este proceso consta de dos etapas principales. En primer lugar, se eliminan todas las impurezas: sulfuros y la mayor parte del vapor de agua, dióxido de carbono y nitrógeno. Esta etapa se conoce como endulzamiento y deshidratación de gases. La segunda etapa consiste en la separación de los líquidos de gas natural (LGN),³⁸ que luego se fraccionan en productos individuales, como metano, etano, propano, butano, isobuteno y gasolina natural. Solo el metano se comercializa como gas natural.

La SENER es la responsable de emitir, modificar y revocar permisos para el procesamiento de gas natural así como de supervisar todas las actividades en esta área. Hasta 2014, el procesamiento de gas amargo se llevaba a cabo exclusivamente en los complejos procesadores de gas y refinerías de PEMEX. A finales de 2015, la SENER emitió y publicó en el *Diario Oficial de la Federación* (DOF) dos disposiciones para garantizar que el procedimiento de emisión de permisos fuera transparente y eficiente.³⁹ Teóricamente, cualquier compañía puede obtener un permiso por parte de la autoridad relevante, la SENER, para procesar gas natural.⁴⁰ Sin embargo, en enero de 2018, aparte de PEMEX, ninguna autorización se había otorgado a alguna empresa procesadora privada.⁴¹

En la Gráfica 2.4 se muestra la producción de gas natural seco —es decir, después de procesarse—, entre enero de 2006 y diciembre de 2016, medida en millones de metros cúbicos diarios (MMm³d). La producción declinó de manera constante durante este periodo, de un promedio de 132.7 MMm³d en 2006 a 115 MMm³d en 2016 (la tasa de crecimiento promedio durante este periodo fue de -2.7%).

Gráfica 2.4. Producción de gas natural seco, enero de 2006 a diciembre de 2016 (MMm³d)



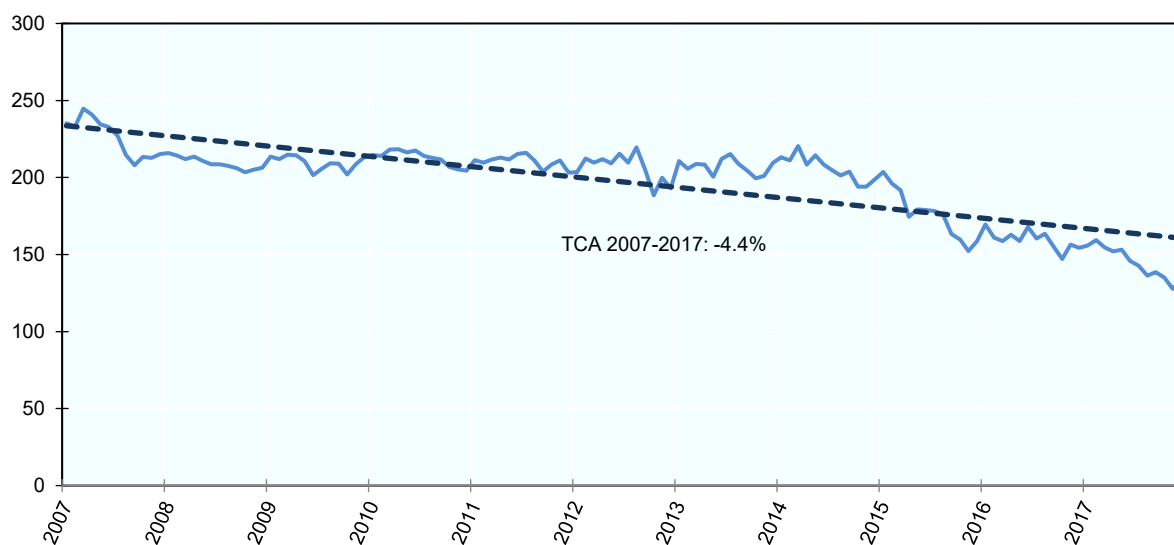
Fuente: Servicio de Información Energética, Instituto Mexicano del Petróleo, “Balance de Gas Natural Seco”, http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cvequa=BGNAT_PSP (consultado el 14 de agosto de 2018).

2.1.2.2.2 Gas LP

El gas LP es un subproducto del procesamiento de gas natural o del refinamiento del petróleo crudo.⁴² Antes de la Reforma Energética de 2013, PEMEX era la única compañía a la que se le permitía procesar gas LP, pero en teoría ahora cualquier empresa puede procesarlo. Sin embargo, en septiembre de 2018, PEMEX, mediante su subsidiaria Pemex Transformación Industrial (PEMEX TRI), era el único productor de gas LP en México.⁴³

En la Gráfica 2.5 se muestra la producción total de gas LP en México entre enero de 2017 y diciembre de 2017, medida en miles de barriles diarios (Mbd). La producción diaria promedio de gas LP disminuyó en una tasa promedio de crecimiento de -4.4%, al pasar de 225.76 Mbd en 2007 a 144.62 Mbd en 2017.

Gráfica 2.5. Producción de gas LP (Mbd), enero de 2007 a diciembre de 2017



Fuente: Servicio de Información Energética, Instituto Mexicano del Petróleo, “Balance Nacional de Gas L.P.”, http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&evccua=BGLP_PSP (consultado el 14 de agosto de 2018).

2.1.2.3 Almacenamiento y transporte

Después de procesarse, el gas necesita transportarse y almacenarse.

2.1.2.3.1 Gas natural

El transporte incluye la recepción de gas natural en un punto de entrada del sistema de ductos, su conducción a un punto diferente, así como todas las actividades adicionales necesarias para su entrega, como la medición de su calidad y cantidad. Para octubre de 2018, México tenía una red de 15 986 kilómetros de ductos de transporte de gas natural en operaciones.⁴⁴

El almacenamiento comprende la recepción de gas natural en una instalación de almacenamiento, la medición de su calidad y cantidad, y su eventual mezcla, así como todas las actividades adicionales necesarias. El gas natural se almacena usualmente en formaciones subterráneas, ya sea naturales —antiguos campos de petróleo o gas natural y acuíferos, o cuevas de sal construidas especialmente— o tanques por arriba de la superficie en su forma líquida para incrementar su razón de contenido de energía por volumen. Las condiciones para el almacenamiento de gas se determinan en los llamados Términos y Condiciones para la Prestación de los Servicios (TCPS), publicados por el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS).⁴⁵ Para octubre de 2018, México solo contaba con tres terminales de regasificación con tanques con capacidad de almacenamiento mínimos: Manzanillo (costa del Pacífico), Ensenada (costa del Pacífico) y Altamira (costa del Atlántico).⁴⁶ Estas tres instalaciones cuentan con un volumen de almacenamiento equivalente a solo 2.4 días de demanda; el promedio de la OCDE es de 83 días.⁴⁷ De acuerdo con CENAGAS, México aún no desarrolla infraestructura de almacenamiento. Como consecuencia de la falta de infraestructura de almacenamiento, México importa principalmente de Estados Unidos a través de ductos.

Dos autoridades gubernamentales supervisan las actividades de transporte y almacenamiento de gas: la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS). Mientras que la CRE otorga permisos para el transporte y almacenamiento de gas, el CENAGAS asigna capacidades para esas instalaciones mediante subastas.⁴⁸

SISTRANGAS

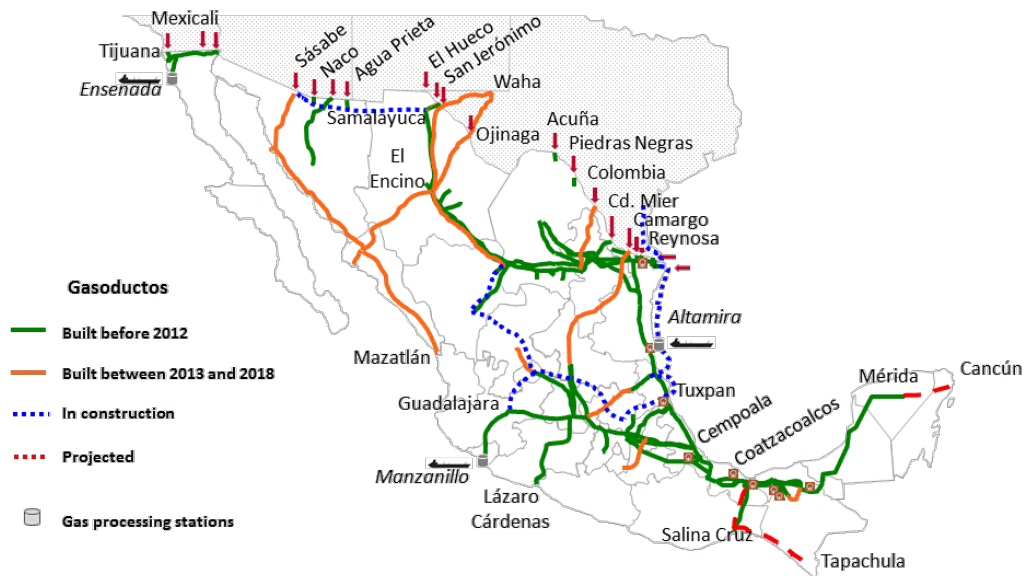
La parte más extensa de la red de transporte de gas natural por ductos en México, que mide 15 986 kilómetros, es una red llamada Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS). Es la red de ductos de gas natural de México, que incluye ductos de transporte y almacenamiento, así como compresores, descompresores y equipos de regasificación. En total, en septiembre de 2017, el SISTRANGAS tenía una extensión de 10 068 kilómetros con una capacidad de transporte total de 5 830 MMpcd en 24 puntos de inyección (puntos físicos en donde procesadores, productores e importadores inyectan gas natural) y 112 puntos de extracción (centros geográficos específicos para efectos tarifarios).⁴⁹

El SISTRANGAS consiste en un sistema central así como seis sistemas periféricos:⁵⁰

- El Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) es el sistema central del SISTRANGAS. Tiene una extensión de 8 867 kilómetros⁵¹ y una capacidad de más de 5 000 MMpcd,⁵² y lo administra el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS).
- Los sistemas periféricos se conectan físicamente al SNG pero por otra parte son independientes.⁵³ Los operan empresas privadas.⁵⁴

Antes de la Reforma Energética de 2013, PEMEX poseía cerca de 88% de la capacidad total del SISTRANGAS y 86% de su extensión total,⁵⁵ a saber, el SNG, y el sistema llamado Naco-Hermosillo (ubicado en Sonora, con una extensión de 339.7 km de ductos que recibe gas de Estados Unidos y que actualmente no está conectado al SNG pero aún es propiedad pública).⁵⁶ Sin embargo, en febrero de 2015 PEMEX tuvo que transferir los permisos de transporte correspondientes al SNG y al sistema Naco-Hermosillo al CENAGAS,⁵⁷ que ahora administra esos sistemas. SISTRANGAS es ahora propiedad del Estado, empresas privadas y PEMEX.

Gráfica 2.6. Infraestructura de gas natural



Fuente: SENER (2018), “Mercados de Gas natural” presentación, (25 de octubre de 2018).

Acceso al SISTRANGAS

Como los ductos de transporte y las instalaciones de almacenamiento se consideran monopolios naturales, la Reforma Energética de 2013 reconoció la necesidad de regular el acceso por parte de terceros a los servicios de transporte y almacenamiento así como los términos y condiciones, que incluyen tarifas y precios. Los titulares de los permisos para transporte o almacenamiento, sujetos a la disponibilidad de capacidades en su sistema, deben garantizar acceso abierto a la infraestructura. Asimismo, tienen la obligación de publicar información sobre la infraestructura disponible.

Además, la Reforma Energética requirió la separación de las actividades de transporte y comercialización de gas natural (también conocidas como “desvinculadas”) para evitar posibles conflictos de interés, los cuales pudieran aparecer si un participante en el transporte se encuentra compitiendo en la comercialización de gas con otros distribuidores o comercializadores al menudeo y por tanto, tiene un interés en no dar acceso a capacidades de transporte a sus competidores. Por tanto, los permisionarios en transporte no pueden comercializar gas natural con su propia infraestructura.⁵⁸ Por otra parte, las empresas que ofrecen servicios de transporte y almacenamiento de gas natural deben mantener una contabilidad separada.⁵⁹ De hecho, a las empresas que ofrecen el transporte de gas natural o servicios de almacenamiento generalmente no se les permite ofrecerse estos servicios a sí mismas, a menos que el gas se haya transportado o almacenado con el fin de hacer frente a una emergencia, un evento no previsto o una causa de fuerza mayor.⁶⁰

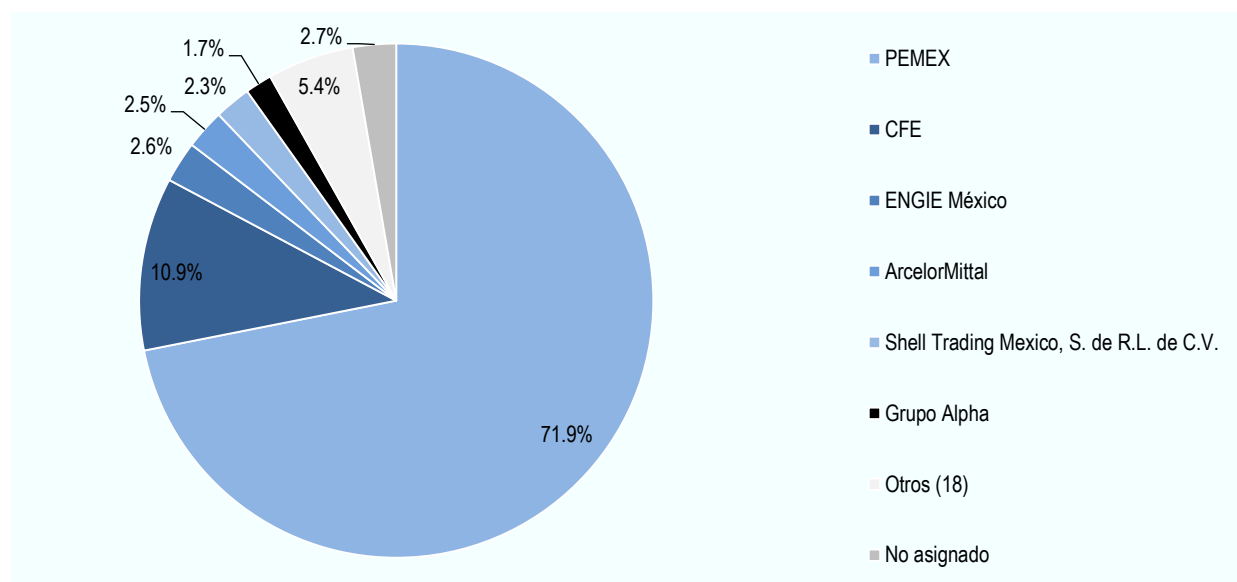
Participantes del mercado en el transporte y almacenamiento

Las EPE así como las empresas privadas pueden ofrecer y brindar servicios de transporte y almacenamiento. Desde 1995, las empresas privadas pueden solicitar a la CRE permisos para almacenar y distribuir gas natural una vez efectuada la venta de primera mano.⁶¹ Las ventas de primera mano se refieren a “la primera enajenación, en territorio nacional, que realice Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios o divisiones, y cualquier otra

empresa productiva del Estado, o una persona moral, por cuenta y orden del Estado, a un tercero o entre ellos”. En caso de otorgarse un permiso, a las empresas privadas se les permite construir, operar y poseer instalaciones para desarrollar esas actividades.⁶² A octubre de 2018, cuatro empresas habían recibido permisos para almacenar gas natural.⁶³ Respecto al transporte de gas natural, 53 empresas habían recibido permisos para transporte de acceso abierto.⁶⁴ Esto significa que pueden recibir y medir gas natural en un punto del sistema, verificar su calidad y transportarlo a través de ductos que formen parte de una trayectoria específica. Estos permisionarios deben proporcionar a los usuarios acceso abierto a su sistema. Ciento cuarenta y un empresas cuentan con permisos de transporte para uso propio,⁶⁵ permitiéndoles recibir, transportar y entregar el gas natural que usen.⁶⁶ Quince empresas cuentan con permisos de transporte por medios distintos a ductos,⁶⁷ como buquetanques, semirremolques, autotanques o carrotanques, según el permiso específico.⁶⁸

Los participantes del mercado pueden, usualmente, adquirir capacidades de transporte y almacenamiento mediante “temporadas abiertas” organizadas por el CENAGAS. En el otoño de 2016, el CENAGAS asignó 97% de la capacidad de transporte del SISTRANGAS por un año, desde julio de 2017, con posibilidad de renovación si los contratistas lo solicitan tres meses antes de que el contrato termine. En abril de 2018, del total de las solicitudes para renovación que CENAGAS recibió, 75% de los contratistas solicitó una renovación de un año, mientras que los otros, un periodo mayor. Las capacidades se asignaron a PEMEX, la Comisión Federal de Electricidad (CFE), ENGIE México, Arcelor Mittal, Shell Trading Mexico, Grupo Alpha, Compañía Mexicana de Gas, Macquarie Energy México e IGASAMEX Bajío. En total, PEMEX TRI recibió 71.9% de la capacidad total del SISTRANGAS.⁶⁹

Gráfica 2.7. Asignación de capacidades del SISTRANGAS, temporada abierta 2016-2017



Fuente: SENER (2017e), 5to informe de labores 2016-2017, p. 39, http://archivos.diputados.gob.mx/Comisiones_LXIII/energia/5toInformeSENER.pdf (consultado el 24 de julio de 2018) y CENAGAS, “Lista de resultados de la Temporada Abierta 2016-2017”, www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/resultados-106203 (consultado el 24 de julio de 2018).

Los usuarios del SISTRANGAS que adquirieron capacidades de transporte o almacenamiento pueden revender la capacidad contratada mediante subastas en caso de no

necesitarlas; esto crea un mercado secundario de capacidades de transporte y almacenamiento.⁷⁰

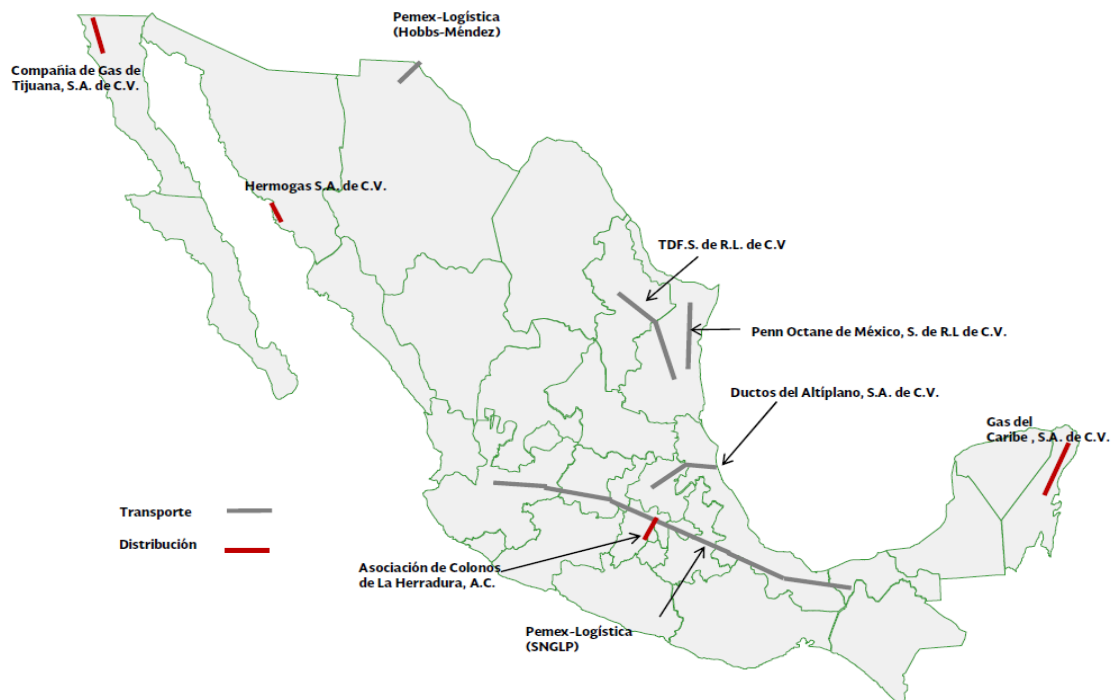
Otros sistemas

Actualmente, la CFE está construyendo gasoductos como estrategia para sustituir combustibles considerados caros y contaminantes por otros menos caros y más amigables con el ambiente, como el gas natural. De acuerdo con su Informe Anual 2016, la CFE cuenta con 26 proyectos de infraestructura para desarrollar gasoductos, con una extensión total de 7 234 km y una capacidad de casi 623 mil MMm³d.⁷¹ Entre estos proyectos, cuatro ya están en operación: 1) Sásabe-Guaymas, operado por Gasoducto de Aguaprieta; 2) Tamazunchale-El Sauz, operado por Transportadora de Gas Natural de la Huasteca (Transcanada); 3) Corredor Chihuahua, operado por Taramara Pipeline, y 4) Gasoducto Morelos, operado por Elecnor, Gasoducto de Morelos.⁷²

2.1.2.3.2 Gas LP

El sistema de ductos y las instalaciones de almacenamiento para el gas LP en México son diferentes de los empleados para el gas natural. Esto se debe en parte a que, mientras el gas natural se distribuye exclusivamente a través de ductos, el gas LP también puede ser transportado y distribuido a través de autotanques (es decir, vehículos de motor con uno o más contenedores desmontables) y buquetanques. La infraestructura de ductos para gas LP se muestra en la Gráfica 2.8.

Gráfica 2.8. Infraestructura de transporte y distribución de gas LP

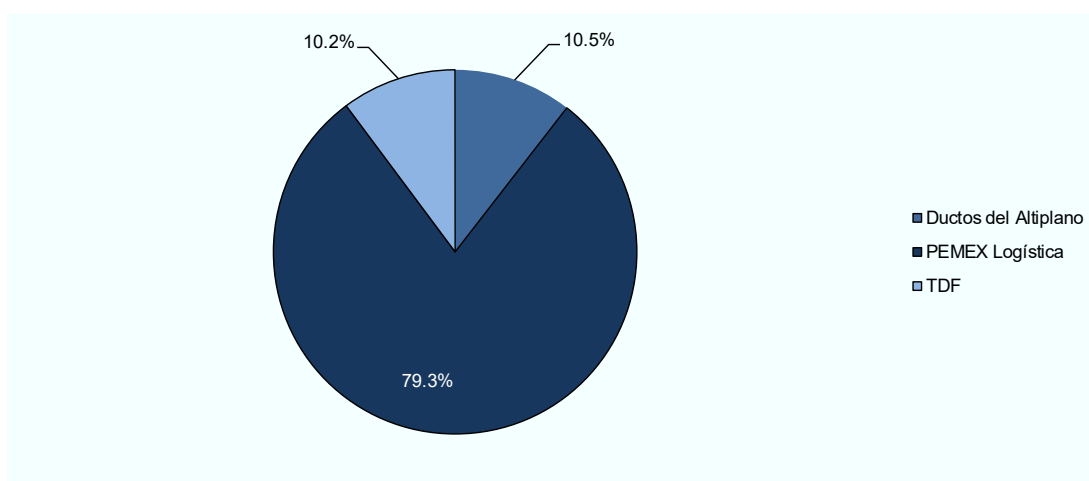


Fuente: SENER (2016c), Prospectiva de gas L.P. 2016-2030, p. 25, [www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/177623/Prospectiva de Gas LP.pdf](http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/177623/Prospectiva_de_Gas_LP.pdf) (consultado el 24 de julio de 2018).

Para transportarse desde las refinerías hasta las instalaciones de almacenamiento, el gas LP antes tiene que comprimirse y enfriarse de modo que se condense y se convierta en líquido. De acuerdo con la SENER, en promedio, un volumen de 283 Mbd se transportaba en 2015: 54% en autotanques, 44% a través de ductos pertenecientes a empresas privadas o a Pemex-Gas y Petroquímica Básica (subsidiaria de PEMEX) y 2% en embarcaciones.⁷³

En la Gráfica 2.9 se muestran las empresas titulares de los permisos de transporte de gas LP por gasoductos a partir del 16 de julio de 2018:⁷⁴ PEMEX Logística tiene una capacidad total de transporte de 41.97 millones de litros; Ductos del Altiplano, un total de 5.56 millones de litros; y TDF, 5.41 millones de litros.⁷⁵

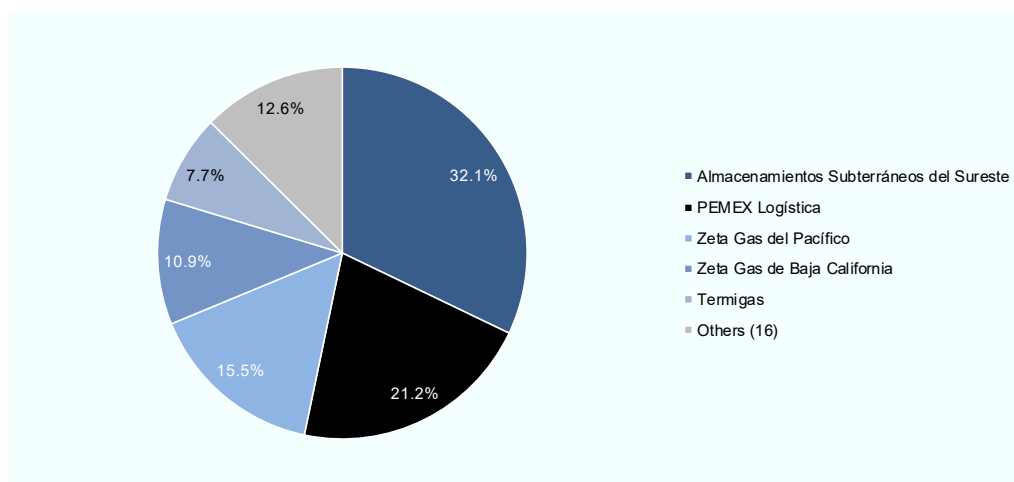
Gráfica 2.9. Participaciones en capacidad para el transporte de gas LP a través de ductos



Fuente: <https://datos.gob.mx/busca/dataset/permisos-de-actividades-en-materia-de-gas-lp> (consultado el 27 de julio de 2018).

El gas LP puede almacenarse en bodegas subterráneas o tanques refrigerados, de donde suele llevarse a granel a instalaciones de carga (instalaciones amplias para almacenar gas LP cerca de los clientes) o a plantas de llenado de cilindros de gas LP. Para el 16 julio de 2018, 20 empresas contaban con permisos para almacenar gas LP en México; los participantes con mayor peso fueron Almacenamientos Subterráneos del Sureste, S.A. de C.V.; PEMEX Logística, Zeta Gas del Pacífico, S. A. de C. V.; Zeta Gas de Baja California, S. A. de C. V. y Termigas, S. A. de C. V. En conjunto estas empresas tenían 87.4% de la capacidad total de almacenamiento, como se muestra en la Gráfica 2.10.

Gráfica 2.10. Participaciones en capacidades de almacenamiento de gas LP



Fuente: www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/345746/Almacenamiento_de_Gas_Licuado_de_Petroleo.pdf (consultado el 27 de julio de 2018)

2.1.2.4 Distribución

Los distribuidores participan como mayoristas que compran gas natural o gas LP, usualmente de PEMEX o de otras empresas privadas, y lo venden a los minoristas y en ocasiones de manera directa a los usuarios finales. A menudo los distribuidores también son proveedores de servicios de transporte, de modo que la misma empresa transporta, almacena y distribuye gas.

2.1.2.4.1 Gas natural

Una empresa que desee distribuir gas natural necesita un permiso de la CRE, que se otorga para una instalación en particular (para la distribución a través de ductos y semirremolques),⁷⁶ y una capacidad dada. La CRE puede llevar a cabo licitaciones para asignar tales permisos.

En diciembre de 2016 existían 23 permisionarios para distribuir gas natural a través de ductos,⁷⁷ que abastecían a 3.3 millones de usuarios mediante ductos de distribución, para sumar 67 918 kilómetros. (Estos ductos de *distribución* pertenecen sobre todo a distribuidores privados y no deben confundirse con los ductos de transporte). Los principales distribuidores, según las gigacalorías (Gcal),⁷⁸ conducidas, fueron Gas Natural México (Monterrey), con una participación nacional de 20.4%; Consorcio Mexi-Gas, con 11.7%; Gas Natural del Noroeste (Valle Cuautitlán-Texcoco-Hidalgo), con 11.9%; Gas Natural México (Bajío), con 6.3%; Tractebel Digaqro, con 5.4%; y Comercializadora Metrogas, con 5.3%.

La mayor parte de los usuarios de gas natural en México se localiza en las regiones noreste y centro, lo cual incluye ciudades como Monterrey, Ciudad de México, Ciudad Juárez, Chihuahua y Saltillo. Sin embargo, aunque el gas natural se use como combustible en algunos hogares de la Ciudad de México, la penetración es muy baja en comparación con ciudades del noreste. De acuerdo con autoridades del sector, es necesario desarrollar más infraestructura de gas natural en algunas ciudades, pero en este desarrollo influye la facilidad de obtener gas natural, pues, como se explica más adelante, una gran parte proviene de Estados Unidos.

Cuadro 2.2. Principales distribuidores de gas natural por volumen (Gcal), 2016

Región	Empresa	Gas natural (Gcal)	Millones de metros cúbicos (MMm ³)*	Participación nacional	Participación regional
Noreste	Gas Natural México (Monterrey)	23 788 392	2 652.7	20.4%	49.4%
Centro	Gas Natural del Noroeste (Valle Cuautitlán-Texcoco-Hidalgo)	13 855 074	1 545.0	11.9%	30.2%
Centro	Consorcio Mexi-Gas	13 661 813	1 523.5	11.7%	29.7%
Centro	- Gas Natural México (Bajío)	7 364 582	821.2	6.3%	37.5%
Occidente					
Centro	- Tractebel Digaqro	6 325 705	705.4	5.4%	32.2%
Occidente					
Centro	Comercializadora Metrogas	6 202 230	691.6	5.3%	13.5%

Note: * Estimaciones de la OCDE con factores de conversión obtenidos de [www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/116104/Factores de Conversi n-Gas Natural.pdf](http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/116104/Factores_de_Conversi_n-Gas_Natural.pdf) (consultado el 19 de julio de 2018).

Fuente: SENER (2017a), Prospectiva de gas natural 2017-2031, [www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/286233/Prospectiva de Gas Natural 2017.pdf](http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/286233/Prospectiva_de_Gas_Natural_2017.pdf) (consultado el 24 de julio de 2018).

De acuerdo con el sitio web de la CRE, el 19 de julio de 2018 había seis titulares de permisos para la distribución de gas natural por medios distintos a ductos (es decir, semirremolques): Corporación CH4, S.A. de C.V., Diversenergy México, S.A.P.I. S.A. de C.V. y SOLENSA S.A. de C.V, Eco Gas Natural Vehicular y Natgas Querétaro.⁷⁹

2.1.2.4.2 Gas LP

Para la distribución de gas LP, la CRE otorga tres tipos de permisos:

- Distribución de gas LP mediante plantas de distribución: El gas LP se distribuye desde una planta con acceso a instalaciones de almacenamiento de gas LP. La distribución se realiza por contenedores portátiles o cilindros a los minoristas o directamente a los hogares, o por autotanques, hacia instalaciones de aprovechamiento o estaciones de servicio. Para el 16 de julio de 2018, la CRE había otorgado 1 184 permisos para distribución de gas LP mediante plantas a 538 empresas. Las tres empresas con las mayores capacidades de distribución eran Gas Express Nieto, con una capacidad total de 17.78 millones de litros; Sonigas, con una capacidad total de 16.44 millones de litros; y Gas Menguc, con 7.75 millones de litros.⁸⁰
- Distribución de gas LP a través de ductos: el gas LP se transporta a los minoristas, a grandes instalaciones, como plantas de producción, o incluso directamente a los consumidores finales por ductos. Para el 16 de julio de 2018, la distribución de gas LP por ductos la efectuaban tres empresas:⁸¹ Compañía de Gas de Tijuana, S.A. de C.V., con una capacidad total de 187.42 millones de litros; Gas del Caribe, S.A. de C.V., con una capacidad total de 179.51 millones de litros, y la Asociación de Colonos de la Herradura, A.C., con una capacidad total de 43.27 millones de litros.
- Distribución de gas licuado de petróleo por medio de autotanques: un distribuidor con este permiso no necesita poseer una planta —como es el caso de la distribución de gas LP por plantas—, solo autotanques. Para el 16 de julio de 2018, solamente una empresa (Petroos de Metepec, Hidalgo) tiene permiso para distribuir gas LP a través de autotanques.⁸²

Antes de la Reforma Energética, los distribuidores tenían que comprar gas LP a PEMEX. Desde 2016, las empresas privadas han podido producir o importar gas LP,⁸³

principalmente de Estados Unidos, por transporte marítimo, ferroviario o por camión, o a través de gasoductos.⁸⁴ La importación de gas LP está sujeta a un permiso de SENER y al consentimiento de la Secretaría de Economía. Al 16 de mayo de 2018, la SENER había concedido 108 permisos para la importación de gas LP.⁸⁵ En 2016, 54.7% del consumo nacional de gas LP fue importado.

2.1.2.5 Expendio al público

Las actividades de expendio no deben confundirse con actividades de comercialización, que son una categoría más amplia y se abordarán más adelante. De acuerdo con el Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, la comercialización incluye el expendio al público, así como la gestión o contratación de los servicios de transporte, almacenamiento o distribución, y la prestación de otros servicios de valor agregado.

De acuerdo con la legislación mexicana, la distribución y el expendio al público son actividades separadas,⁸⁶ aunque en la práctica los distribuidores solicitan un permiso para vender a usuarios finales.⁸⁷ Los expendedores solo pueden vender sus productos a los consumidores finales si los adquirieron de permisionarios.⁸⁸

2.1.2.5.1 Gas natural

A diferencia del gas LP, la distribución y venta al público de gas natural no son actividades separadas, pues los distribuidores también venden gas natural al menudeo (véase la sección 2.1.2.4.1).

2.1.2.5.2 Gas LP

El gas LP generalmente se vende a clientes finales en cilindros metálicos. Estos cilindros a menudo son más costosos que el producto que contienen y los clientes por lo común deben pagar un depósito.

El gas LP se vende a usuarios finales directamente desde tres tipos de instalaciones, cada una de las cuales requiere un permiso separado por parte de la CRE. Estas son:

- **Expendio al público mediante bodega de expendio.** Es un permiso para vender gas LP directamente mediante bodegas de expendio; comprende la venta al público de gas LP en cilindros portátiles directamente al consumidor.⁸⁹ Al 28 de octubre de 2018 había 13 empresas con permisos para vender gas LP mediante bodega de expendio. El 16 de julio de 2018, la CRE otorgó el primer permiso (número LP/21394/EXP/BOD/2018) para vender gas LP mediante bodega de expendio a un supermercado (Walmart).
- **Expendio al público mediante estación de servicio.** La venta al público en estaciones de servicio está destinada a usuarios finales con vehículos motorizados con equipos de carburación de gas LP.⁹⁰ Al 16 de julio de 2018, 766 empresas contaban con 3 288 permisos relacionados con esta actividad.⁹¹
- **Expendio al público mediante estación de servicio para autoconsumo.** La venta al público de gas LP en estaciones de servicio para autoconsumo está dirigida a permisionarios que posean vehículos motorizados con equipo de carburación de gas LP. Los permisionarios deben hacer uso del gas LP ellos mismos y no se les permite vender gas LP a terceros.⁹² Para el 16 de julio de 2018, la CRE había emitido 525 permisos a 277 empresas.⁹³

2.1.2.6 Comercialización

La comercialización es un término común en la legislación mexicana en materia energética. Incluye diversas etapas de la cadena de valor y no se limita a la venta al público. De acuerdo con el Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, la comercialización abarca:

- La compra y venta de hidrocarburos, petrolíferos o petroquímicos a usuarios o usuarios finales.
- El transporte, almacenamiento o distribución de estos productos a usuarios o usuarios finales.
- La prestación de servicios de valor agregado a usuarios o usuarios finales en las actividades señaladas en dicho reglamento (es decir, tratamiento y refinación de petróleo; procesamiento de gas natural; exportación e importación de hidrocarburos y petrolíferos; transporte, almacenamiento y distribución, compresión, descompresión, licuefacción, regasificación, comercialización y expendio al público de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos).⁹⁴

2.1.2.6.1. Gas natural

El gas natural puede venderse a usuarios por empresas privadas o PEMEX (que, en septiembre de 2018, era la única EPE en México que procesa gas natural). La Reforma Energética de 2013 tuvo como uno de sus objetivos incentivar la participación de empresas privadas en las actividades de comercialización de gas natural. Con este propósito introdujo la denominada regulación asimétrica, el Programa de Cesión de Contratos (PCC).⁹⁵ Con el fin de limitar la dominancia de PEMEX, incrementar la participación de las empresas privadas en el mercado e intensificar la competencia en general, PEMEX se sujetó a una estricta regulación y requerimientos de monitoreo que otras empresas privadas no tienen que cumplir. De acuerdo con el PCC, para 2020 PEMEX debe ceder a otros participantes privados 70% de su cartera de contratos relacionados con actividades de comercialización.⁹⁶ Cuando haya un mayor número de participantes en el mercado (aunque la ley no especifica cuántos), se eliminará esta regulación asimétrica.⁹⁷

En octubre de 2017, la CRE indicó que se había liberado 32.16% de la cartera de PEMEX en volumen.⁹⁸

2.1.2.6.2. Gas LP

Respecto de la comercialización de gas LP, en octubre de 2017, la CRE había emitido 84 permisos a 84 empresas.⁹⁹

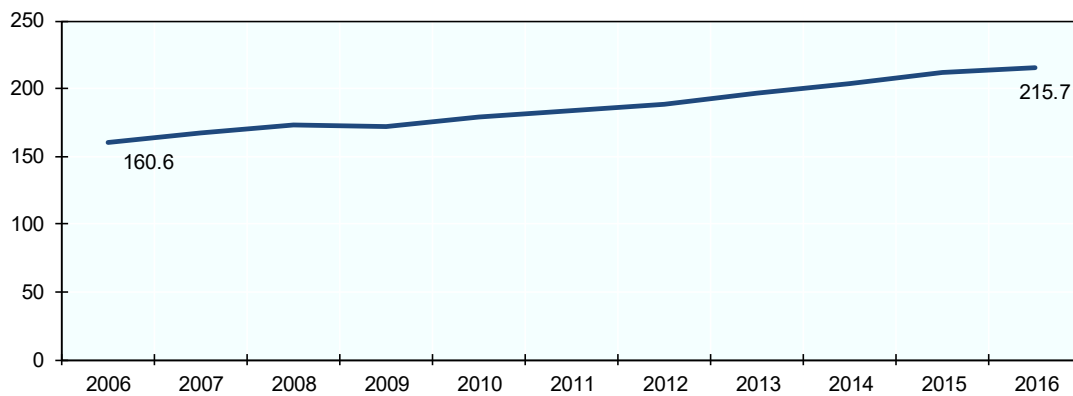
2.1.3. Demanda

En 2015, la demanda nacional de combustibles fósiles en México sumó 17 115 MMpcd de gas natural equivalente. La participación del gas natural en la demanda total de combustibles fósiles fue de 43.8% (212.5 MMm³d), mientras que la participación del gas LP fue de 6.3% (30.5 MMm³d).¹⁰⁰ Las participaciones del resto de los combustibles fueron: 22.3%, gasolina; 12.7%, diésel; 6.3%, combustóleo, y 2.6%, coque de petróleo.

2.1.3.1 Gas natural

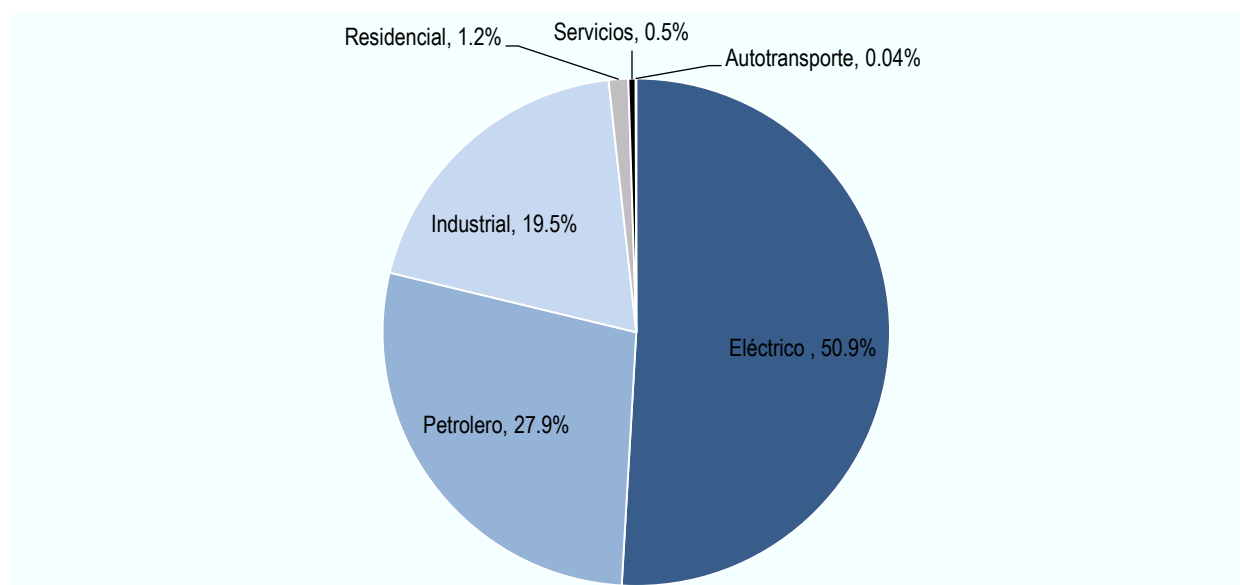
La demanda de gas natural en México creció de manera constante de 2006 a 2016. Como se muestra en la Gráfica 2.11, la demanda total aumentó con una tasa de crecimiento promedio anual (TCPA) de 3%, de 160.6 MMm³d en 2006 a 215.7 MMm³d en 2016. De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (AIE), este crecimiento de la demanda se debe en gran parte al rápido crecimiento del uso del gas natural en la generación de energía.¹⁰¹

Gráfica 2.11. Demanda de gas natural, 2006-2016 (MMm³d)



Fuente: Servicio de Información Energética, Instituto Mexicano del Petróleo, “Balance de Gas Natural Seco”, (consultado el 14 de agosto de 2018).

Los compradores de gas natural por sector se muestran en la Gráfica 2.12. El sector de generación de energía tuvo la participación más alta en la demanda con 109.8 MMm³d (51%), seguido por el sector petrolero con 60.1 MMm³d (28%), el sector industrial (19.5%), con 42 MMm³d, y el sector residencial, con 2.7 MMm³d (1.2%).

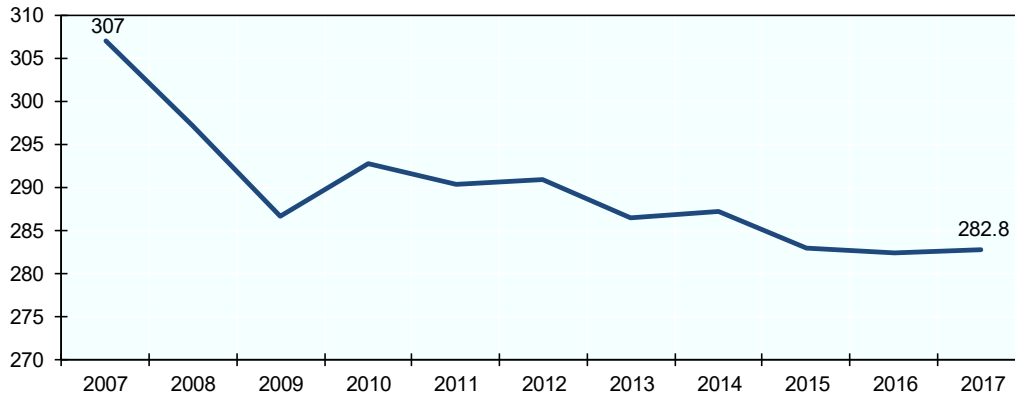
Gráfica 2.12. Demanda de gas natural por sector, 2016

Fuente: Servicio de Información Energética, Instituto Mexicano del Petróleo, “Balance de Gas Natural Seco”, http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&evcua=BGNAT_PSP (consultado el 14 de agosto de 2018).

2.1.3.2 Gas LP

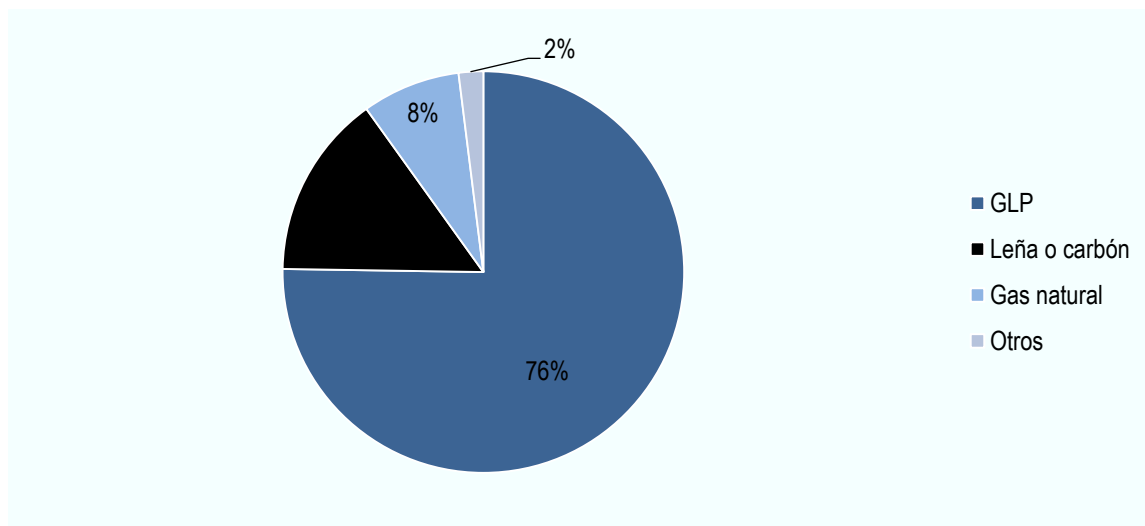
El gas LP se vende principalmente a los hogares en cilindros para cocinar y calentar agua, así como para calentadores de espacios de uso doméstico. De acuerdo con la Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares del INEGI de 2016, 85% de los hogares compran gas LP en cilindros, y 15%, por camión. Su uso en el sector industrial aún es bajo.¹⁰²

Como resultado de un aumento en las preferencias por gas natural, existe una tendencia a que disminuya la demanda de gas LP. Entre 2006 y 2016, la demanda de gas LP disminuyó con una TCPA de 0.8%, de 307 Mbd en 2007 a 282.8 Mbd en 2017, como se muestra en la Gráfica 2.13.

Gráfica 2.13. Demanda de gas LP, 2007-2017 (miles de barriles diarios)

Fuente: Servicio de Información Energética, Instituto Mexicano del Petróleo, “Balance Nacional de Gas L.P.”, http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cvevca=BGLP_PSP (consultado el 14 de agosto de 2018).

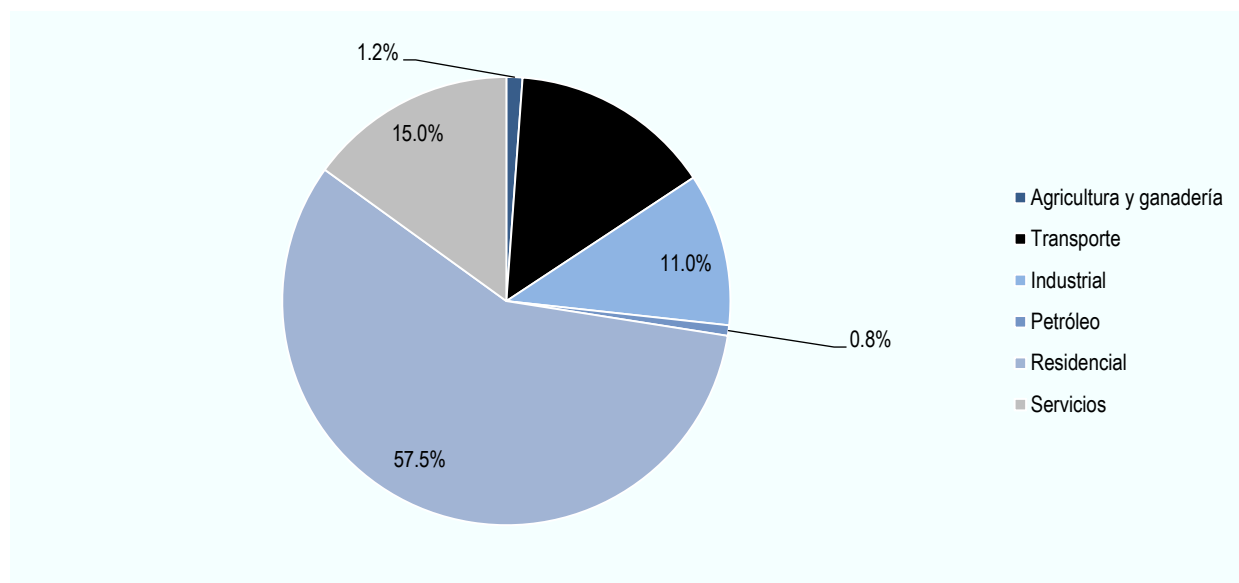
Sin embargo, como se muestra en la Gráfica 2.14, el gas LP sigue siendo con mucho el combustible más utilizado para cocinar. En 2016, más de tres cuartas partes de los hogares utilizaban gas LP, mientras que solo 8%, gas natural.

Gráfica 2.14. Proporción de gas LP usado para cocinar, 2016

Fuente: INEGI (2016), Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares 2016, http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cvevca=BGNAT_PSP (consultado el 23 de julio de 2018).

La demanda de gas LP por sector se muestra en la Gráfica 2.15. En 2017, el sector residencial tuvo la mayor participación en la demanda total con 162.59 Mbd (57.5%), seguido por el sector servicios (por ejemplo, restaurantes que usan gas LP principalmente para equipos de cocina) con 42.51 Mbd (15%), el sector de transporte con 41.17 Mbd (14.6%) y el sector industrial con 31.14 Mbd (11%).

Gráfica 2.15. Demanda de gas LP por sector, 2017



Fuente: Servicio de Información Energética, Instituto Mexicano del Petróleo, “Balance Nacional de Gas L.P.”, http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&evccua=BGLP_PSP (consultado el 14 de agosto de 2018).

2.1.4. Regulación de precios

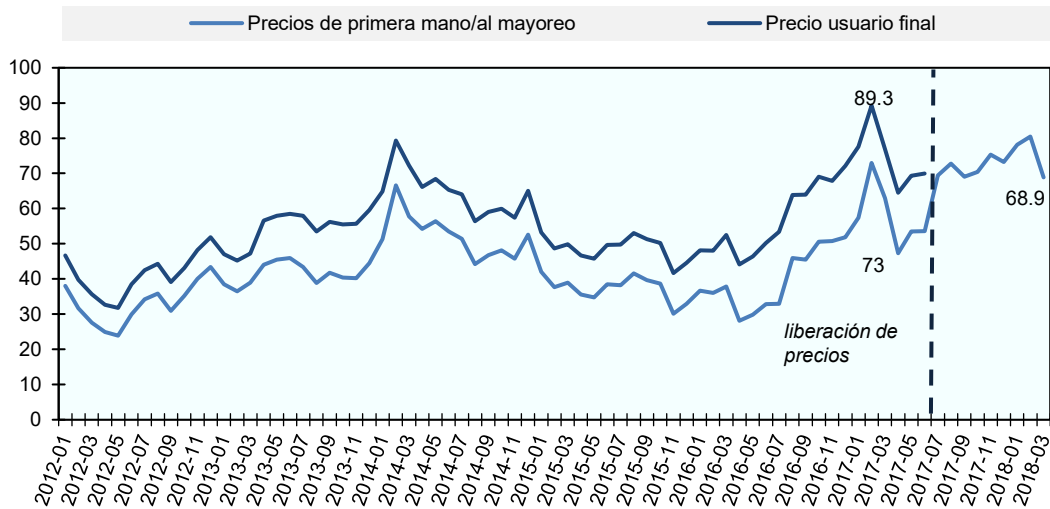
Los precios de venta al público del gas natural así como los de gas LP fueron regulados hasta junio de 2017 y diciembre de 2016, respectivamente, y desde entonces se determinan conforme a las condiciones del mercado. Este cambio no afectó las ventas de primera mano (VPM) del gas LP, que consisten en la primera transferencia de hidrocarburos efectuada en México ya sea por PEMEX o cualquier otra EPE a un tercero. Estos precios permanecen sujetos a la regulación de la CRE.

2.1.4.1 Gas natural

Actualmente, los precios del gas natural se determinan conforme a las condiciones del mercado.¹⁰³ Antes de julio de 2017, los precios de VPM del gas natural se regulaban de acuerdo con una metodología preestablecida.¹⁰⁴ Sin embargo, desde entonces la CRE genera y publica un índice de referencia nacional de precios de gas natural al mayoreo (IPGN), que consiste en un precio promedio de todas las transacciones de gas natural llevadas a cabo en el mercado mexicano.

En la Gráfica 2.16 se muestran los precios promedio de VPM y a usuarios finales por gigajoules (GJ) antes de la liberación así como el IPGN después de la liberación, en julio de 2017. Mientras que los precios de VPM antes de la liberación aumentaron a una tasa de crecimiento promedio mensual de 0.53% entre enero de 2012 y junio de 2017 (los precios al usuario final se incrementaron a una tasa de crecimiento promedio mensual de 0.62% durante el mismo periodo), después de la liberación, de julio de 2017 a diciembre de 2017, los precios promedio al mayoreo de gas natural se incrementaron a una tasa de crecimiento promedio mensual de 1.1%, pasando de MXN 69.4 en julio de 2017 a MXN 68.9 en marzo de 2018. Los precios de gas natural al usuario final se liberaron en enero de 2017.

Gráfica 2.16. Precios (MXN/GJ) del gas natural (antes de la liberación), enero de 2012 a marzo de 2018



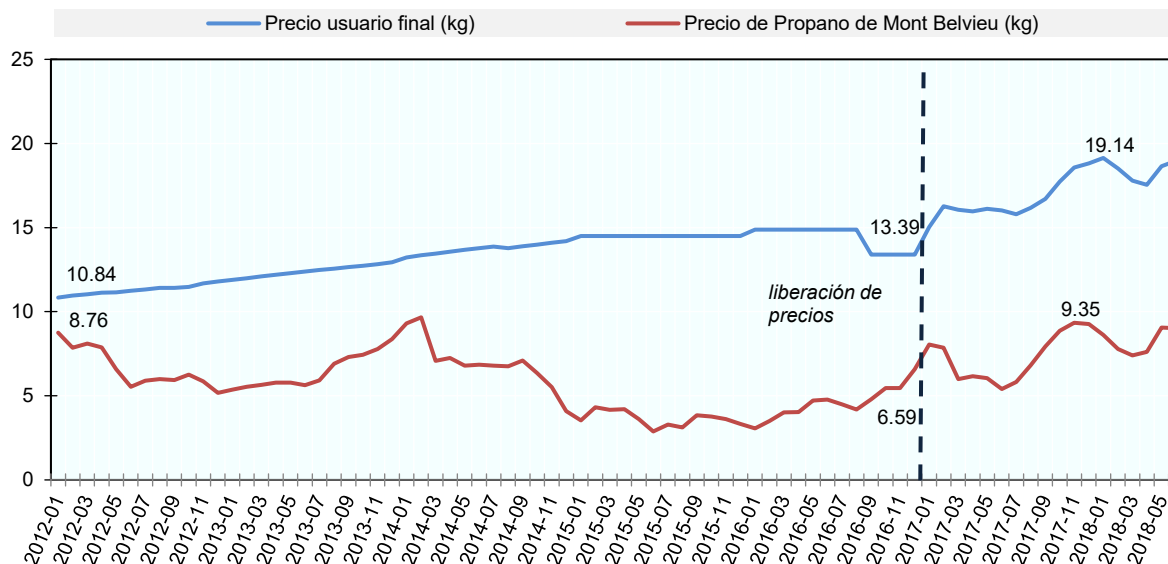
Fuente: CRE, “Precios de Gas Natural: Usuarios Finales”; “Índice de Referencia de precios de gas Natural al Mayoreo” y “Precios Máximos de Gas Natural Objeto de Venta de Primera Mano”, <https://datos.gob.mx/busca/dataset/precios-maximos-de-gas-natural-objeto-de-venta-de-primera-mano> y <https://datos.gob.mx/busca/dataset/indice-de-referencia-nacional-de-precios-de-gas-natural-al-mayoreo> (consultados el 18 de septiembre de 2018).

2.1.4.2 Gas LP

También se liberaron los precios del gas LP (es decir, actualmente se determinan conforme a las condiciones del mercado) desde enero de 2017,¹⁰⁵ con la excepción de las ventas de primera mano.¹⁰⁶ Después de la liberalización, el precio promedio al usuario final ha mostrado una marcada tendencia al alza, con un incremento total de 40% entre diciembre de 2016 y diciembre de 2017. En diciembre de 2016, el precio al usuario final por kilogramo de gas LP, que entonces se encontraba regulado, era de MXN 13.39. Al final de 2017, el precio determinado conforme a condiciones de mercado alcanzó MXN 18.82.

De acuerdo con la industria, los incrementos de precios de gas LP se explican sobre todo por el incremento en el precio spot FOB Mont Belvieu TX para propano, que también mostró una tendencia al alza y se incrementó por un total de 40% de diciembre de 2016 a diciembre de 2017, de MXN 6.59 el kilogramo a MXN 9.26 en diciembre de 2017.¹⁰⁷

Gráfica 2.17. Precios promedio al usuario final de gas LP y precios spot FOB Mont Belvieu TX de propano (MXN/kg), enero de 2012 a junio de 2018*



Nota: *El promedio de los precios del gas LP en 2017 y 2018 se estimó con los precios del cilindro de gas LP que los distribuidores reportaron a la CRE.

Fuente: PEMEX (2017), “Precio al público de productos petrolíferos”, www.pemex.com/ri/Publicaciones/Indicadores%20Petroleros/epublico_esp.pdf (consultados el 24 de julio de 2018); acuerdos publicados en el DOF por los que se fijaba el precio máximo para el gas LP al usuario final y que correspondieron a los meses entre enero de 2012 y diciembre de 2014; CRE, “Historial de precios promedio al público de gas LP reportados por los distribuidores”, www.gob.mx/cre/documentos/historial-de-precios-promedio-al-publico-de-gas-lp-reportados-por-los-distribuidores?state=published (consultados el 24 de julio de 2018); US Energy Information Administration, “Mont Belvieu, TX, Propane Spot Price FOB”, www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=p&s=cer_epllpa_pf4_y44mb_dpg&f=w.

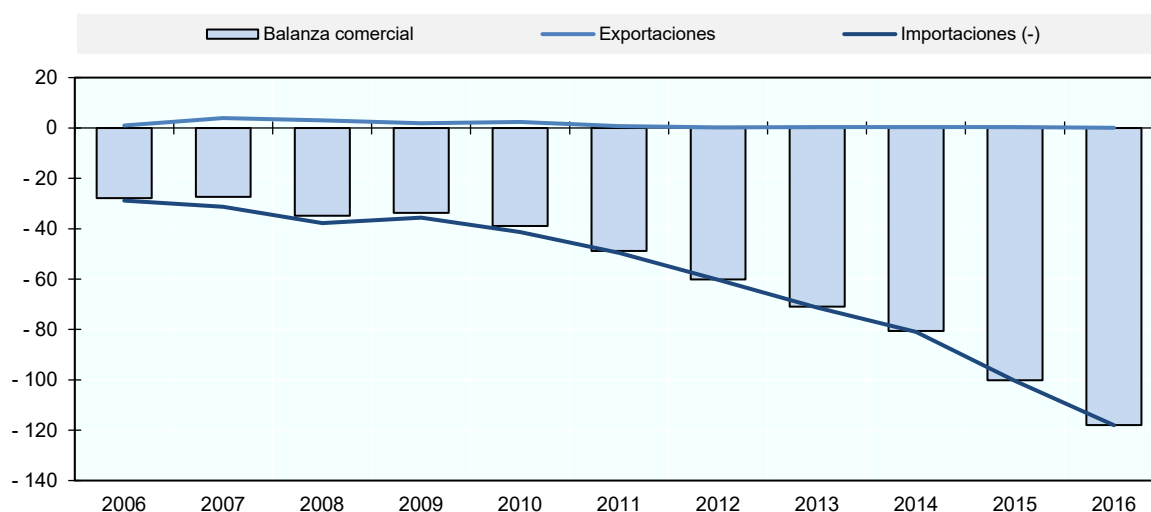
2.1.5. Comercio exterior

México ha sido un importador neto en volumen de gas natural desde 1985, así como de gas LP desde 1975 (excepto de 1988 a 1991).¹⁰⁸ No obstante, su dependencia de las importaciones se ha incrementado durante los últimos años.

2.1.5.1 Gas natural

Entre 2006 y 2016, en términos de volumen, las importaciones de gas natural crecieron con una T CPA de 15.7%, mientras que las exportaciones decrecieron con una tasa de 23.8%, lo que provoca una balanza comercial de gas natural persistentemente negativa para México.

Gráfica 2.18. Importaciones y exportaciones de gas natural (millones de metros cúbicos diarios), 2006-2016



Fuente: Sistema de Información Energética, Instituto Mexicano del Petróleo, “Balance de Gas Natural Seco”, http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cveuca=BGNAT_PSP (consultado el 14 de agosto de 2018).

La gran mayoría del gas natural importado a México llega por ductos de internación (en 2015, 82% de las importaciones totales).¹⁰⁹ En 2017, la participación de Estados Unidos en las importaciones fue de 94.4% en términos de valor, aunque más de 99% de las importaciones a México en volumen provinieron de Estados Unidos.¹¹⁰ Las importaciones de gas natural también provinieron, entre otros, en la forma de gas natural licuado, de Nigeria (2.6% en valor), Trinidad y Tobago (1.6%) y Perú (0.8%).¹¹¹

Cuadro 2.3. Importaciones de gas natural (litros) por país de origen (2017) en volumen

Estados Unidos	784 697 184 991	99.990%
Nigeria	2 225 613 506	0.005%
Perú	755 202 000	0.002%
Trinidad y Tobago	659 304 956	0.002%
Indonesia	392 972 000	0.001%
Total	788 851 906 153*	100%

Nota: * Las cantidades de importaciones mostradas no suman 100% porque no se incluyeron en el cuadro importaciones menores que 0.001%.

Fuente: Fracciones arancelarias 2711.11.01 y 2711.21.01 del Sistema de Información Arancelaria Vía Internet (SIAVI), www.economia-snci.gob.mx/ (consultado el 20 de julio de 2018).

Cuadro 2.4. Importaciones de gas natural (USD) por país de origen (2017) en valor

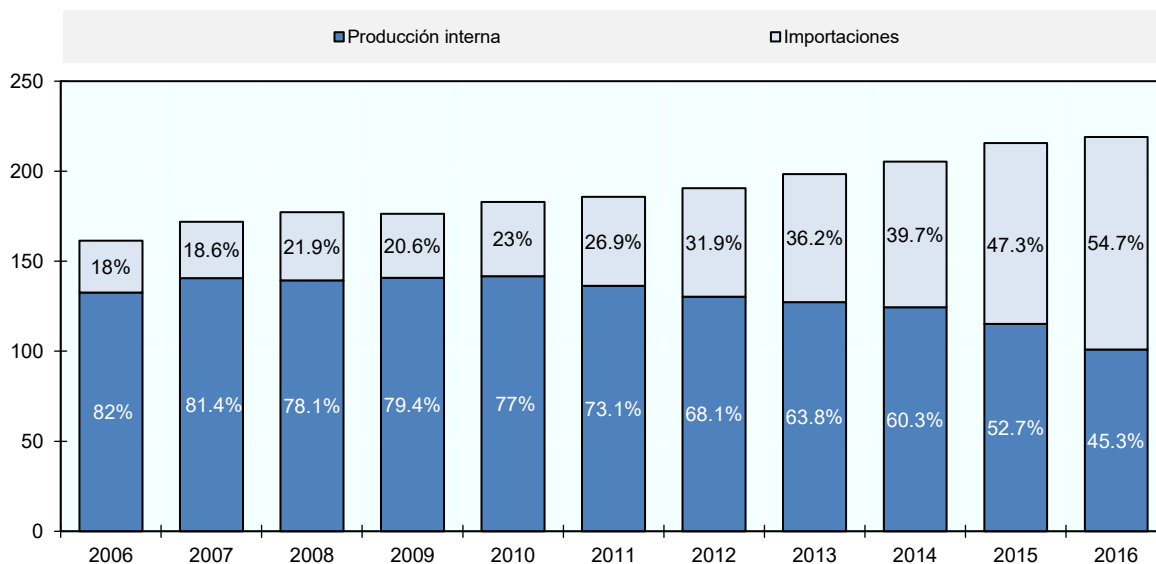
Estados Unidos	962 795 682	74%
Nigeria	158 742 855	12%
Trinidad y Tobago	97 550 646	7%
Perú	48 357 579	4%
Guinea Ecuatorial	22 232 451	2%
Total	1 307 638 662*	100%

Nota: * Las cantidades de importaciones mostradas no suman 100% porque no se incluyeron en el cuadro importaciones menores que 0.001%.

Fuente: Fracciones arancelarias 2711.11.01 y 2711.21.01 del SIAVI, www.economia-snci.gob.mx/ (consultado el 20 de julio de 2018).

En consecuencia, el porcentaje del consumo interno de gas natural abastecido por importaciones aumentó de manera constante de 18% en 2006 a 54.7% en 2016.

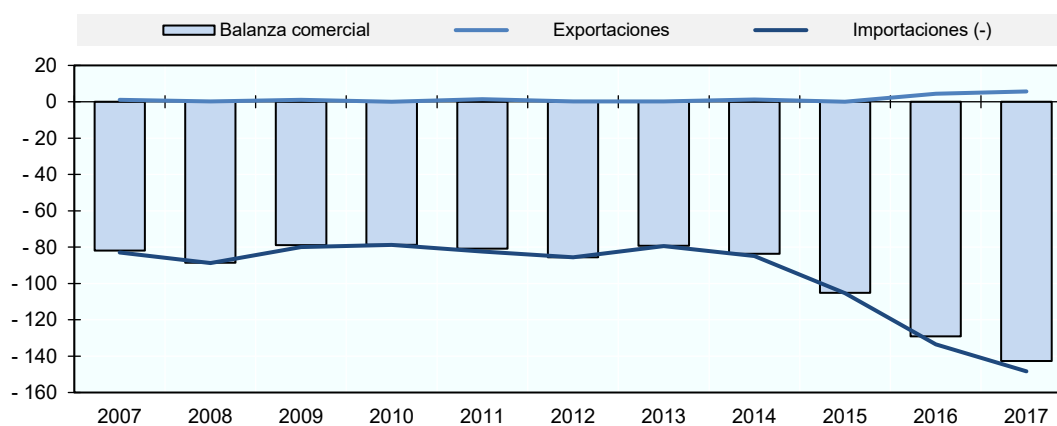
Gráfica 2.19. Consumo interno de gas natural (MMm3d), 2006-2016



Fuente: Sistema de Información Energética, Instituto Mexicano del Petróleo, “Balance de Gas Natural Seco”, http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cvecua=BGNAT_PSP (consultado el 14 de agosto de 2018).

2.1.5.2 Gas LP

México es un importador neto de gas LP (butano y propano, mezclado y licuado). Entre 2007 y 2017, el volumen de importaciones creció con una TCPA de 6% mientras que las exportaciones, de 18.7%; sin embargo, el volumen de las importaciones fue en promedio 744.7 veces mayor que el de las exportaciones. Esto generó una balanza comercial persistentemente negativa para México y una dependencia cada vez mayor de las importaciones.

Gráfica 2.20. Importaciones y exportaciones de gas LP (miles de barriles diarios), 2007-2017

Fuente: Sistema de Información Energética, Instituto Mexicano del Petróleo, "Balance Nacional de Gas L.P.", http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cveecu=BGLP_PSP (consultado el 14 de agosto de 2018).

El gas LP es mayormente importado hacia México de Estados Unidos. En 2017, la participación estadounidense en las importaciones fue de 92.29% en términos de volumen, y 92.55% en términos de valor.

Cuadro 2.5. Importaciones de gas LP (litros) por país de origen (2017)

Estados Unidos	1 874 884 585	92.292%
Canadá	156 566 553	7.707%
Total	2031467 833*	100%

Nota: *El porcentaje de las participaciones no suma 100% porque no se incluyeron en el cuadro importaciones menores que 0.001%.

Fuente: Fracción arancelaria 2711.19.01 del SIAVI, www.economia-snci.gob.mx/ (consultado el 19 de julio de 2018).

Cuadro 2.6. Importaciones de gas LP (USD) por país de origen (2017)

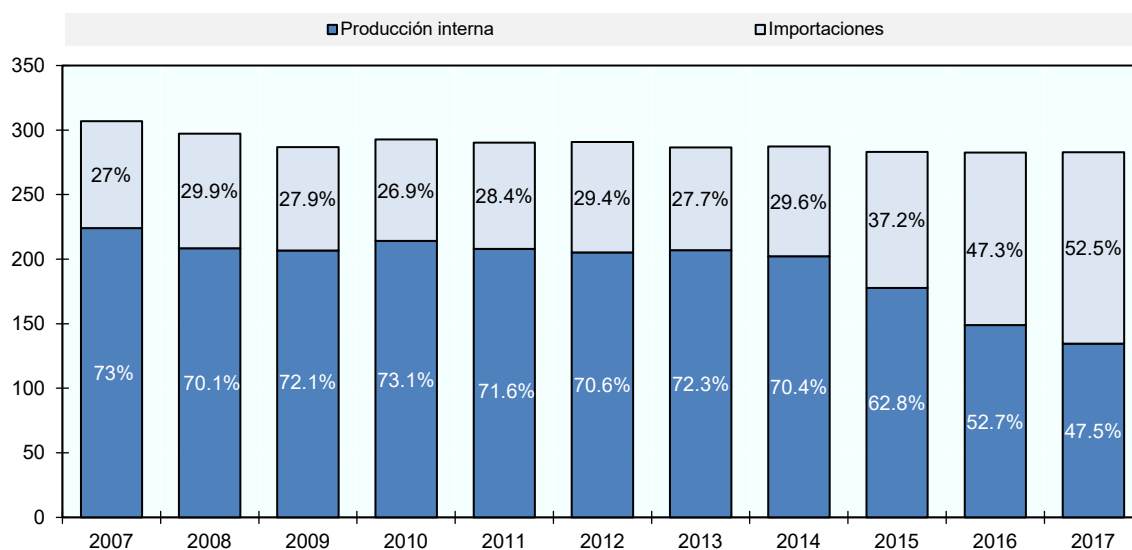
Estados Unidos	478 716 619	92.553%
Canadá	38 486 962	7.441%
Total	517235229*	100%

Nota: *El porcentaje de las participaciones no suma 100% porque no se incluyeron en el cuadro importaciones menores que 0.001%.

Fuente: Fracción arancelaria 2711.19.01 del SIAVI, www.economia-snci.gob.mx/ (consultado el 19 de julio de 2018).

De 2006 a 2014, la participación de las importaciones de gas LP en el consumo interno permaneció en general constante entre 24.3% y 29.9% (con un consumo total a la baja, como ya se mencionó). Sin embargo, en 2015 esta participación aumentó a 37.2%, y a 52.5% en 2017.

Gráfica 2.21. Consumo interno de gas LP (Mbd)

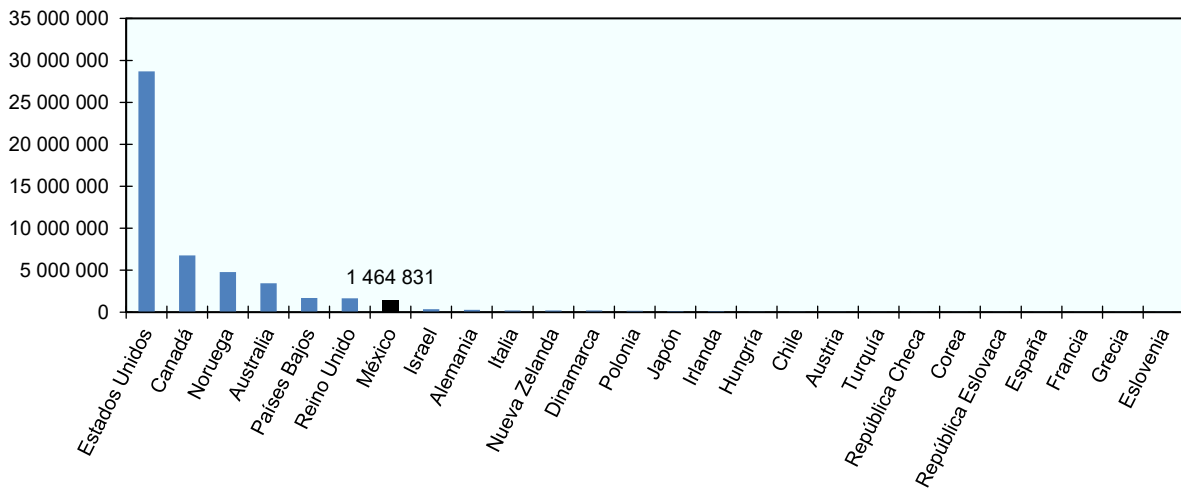


Fuente: Sistema de Información Energética, Instituto Mexicano del Petróleo, “Balance Nacional de Gas L.P.”, http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cvecua=BGLP_PSP (consultado el 14 de agosto de 2018).

2.1.6. Comparación internacional

2.1.6.1 Gas natural

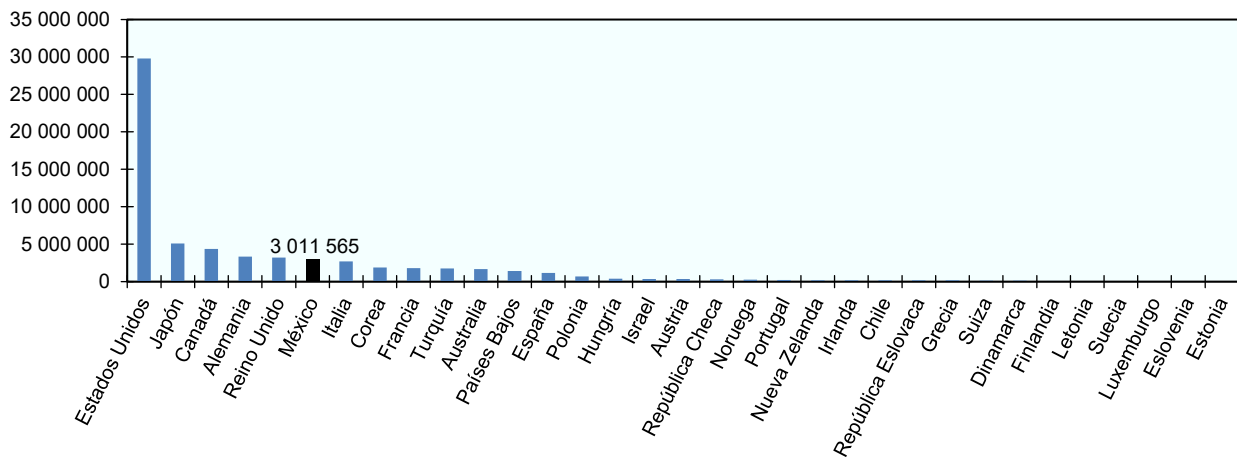
De acuerdo con estadísticas de la IEA, en 2016, México se ubicó en el séptimo lugar en cuanto a producción de gas natural entre los países de la OCDE, con 1.465 millones de terajoules (TJ), después de Estados Unidos (28.671 millones TJ), Canadá (6.780 millones TJ), Noruega (4.762 millones TJ), Australia (3.441 millones TJ), Países Bajos (1.678 millones TJ) y Reino Unido (1.664 millones TJ).

Gráfica 2.22. Producción de gas natural en países de la OCDE (TJ), 2016*

Nota: *Los volúmenes de gas natural reportados en las publicaciones de la IEA pueden diferir de los reportados en las publicaciones mexicanas en materia energética, pues la IEA solo incluye gas seco y excluye los líquidos del gas natural, que se consideran parte del petróleo. La información de 2016 es preliminar.

Fuente: OECD/ IEA (2017), *World Energy Statistics*, p. III.17.

Respecto del consumo de gas natural en países de la OCDE en 2016, México se ubicó en el sexto lugar con 3.012 millones TJ, después de Estados Unidos (29.796 millones TJ), Japón (5.098 millones TJ), Canadá (4.362 millones TJ), Alemania (3.336 millones TJ) y Reino Unido (3.229 millones TJ). En 2016, el consumo total en México fue del doble de su volumen de producción.

Gráfica 2.23. Consumo de gas natural (TJ), 2016*

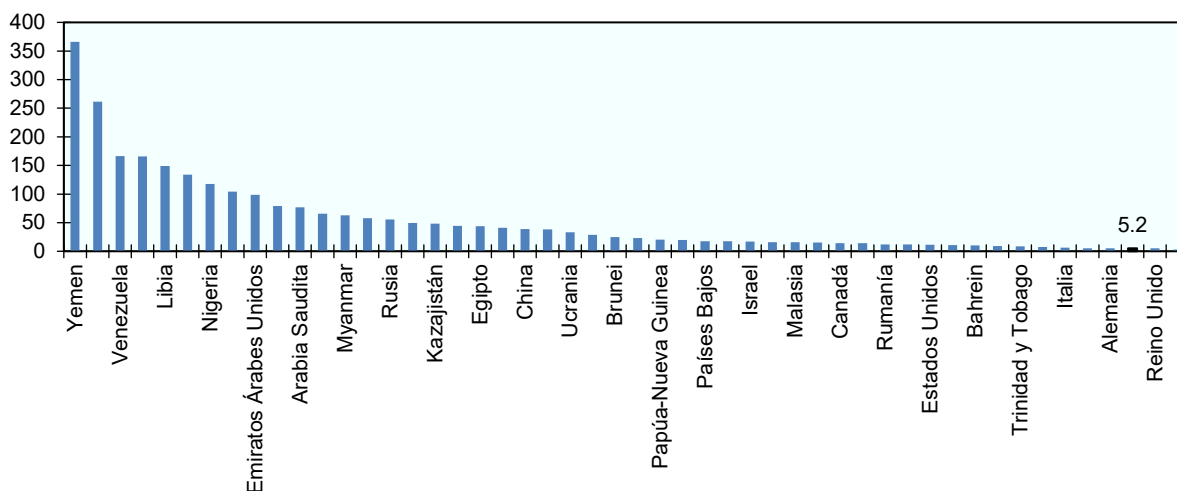
Nota: *Los volúmenes de gas natural reportados en las publicaciones de la IEA pueden diferir de los reportados en las publicaciones mexicanas en materia energética, pues la IEA solo incluye gas seco y excluye los líquidos del gas natural, que se consideran parte del petróleo. La información de 2016 es preliminar.

Fuente: OECD/IEA (2017), *Natural Gas Information*, p. III.10.

El informe *BP Statistical Review of World Energy* de junio de 2018 compara la relación entre reservas y producción (R/P) entre países y encontró que la relación R/P del gas natural

de México se encuentra entre las más bajas del mundo, con un valor de 4.8 años. En cambio, la relación R/P mundial promedio es de 52.6 años.¹¹²

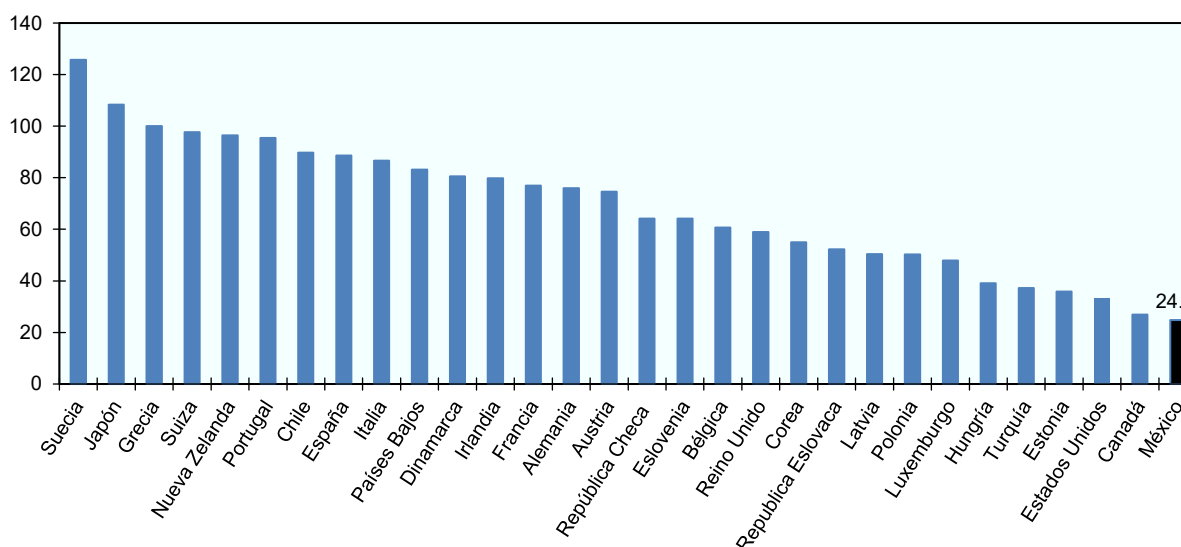
Gráfica 2.24. Razones mundiales R/P de gas natural, 2017



Fuente: BP Global, *BP Statistical Review of World Energy*, Junio de 2017, p. 26, www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf (consultado el 19 de julio de 2018).

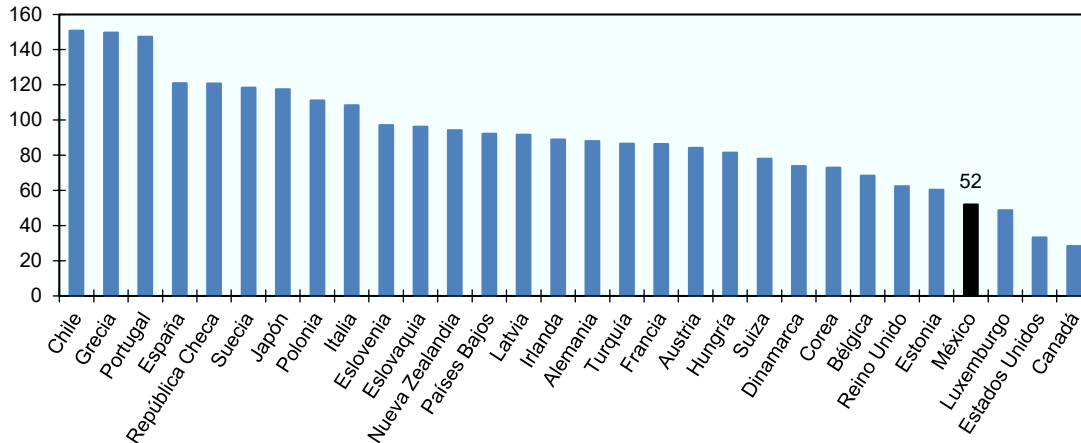
De acuerdo con estadísticas de la IEA, en 2016, los precios de gas natural para los hogares en México se ubicaron entre los más bajos de todos los países de la OCDE. Sin embargo, cuando se corrigen por paridad de poder adquisitivo (PPA), son aún mayores que los precios en Canadá y Estados Unidos.

Gráfica 2.25. Precios del gas natural para los hogares (USD/megawatt-hora, MWh), sin adaptar por PPA, 2016



Fuente: OECD/IEA (2018), *Energy Prices and Taxes 2018*, Q2, p. 343.

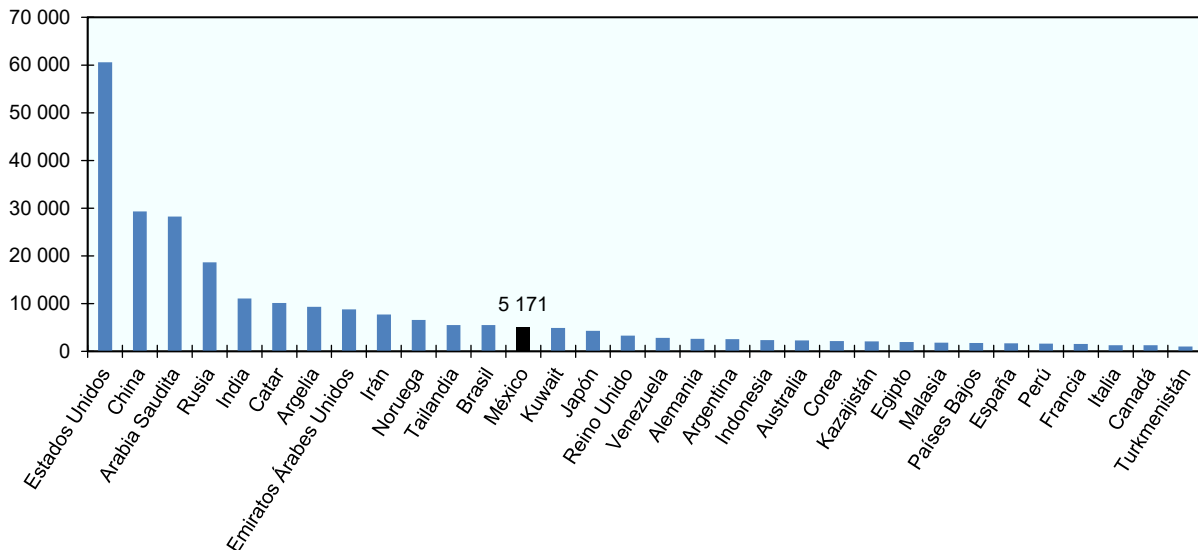
Gráfica 2.26. Precios del gas natural para los hogares (USD/MWh), adaptados por PPA, 2016



Fuente: *OECD/IEA (2018), Energy Prices and Taxes 2018, Q2, p. 385.*

De acuerdo con estadísticas sobre energía de las Naciones Unidas, en 2015 México fue el 13º productor más importante de gas LP con una producción de 5 171 miles de toneladas métricas (Mt³). Los cinco principales productores en 2015 fueron Estados Unidos (60 554 Mt³), China (29 344 Mt³), Arabia Saudita (28 220 Mt³), Federación de Rusia (18 622 Mt³) e India (11 057 Mt³).

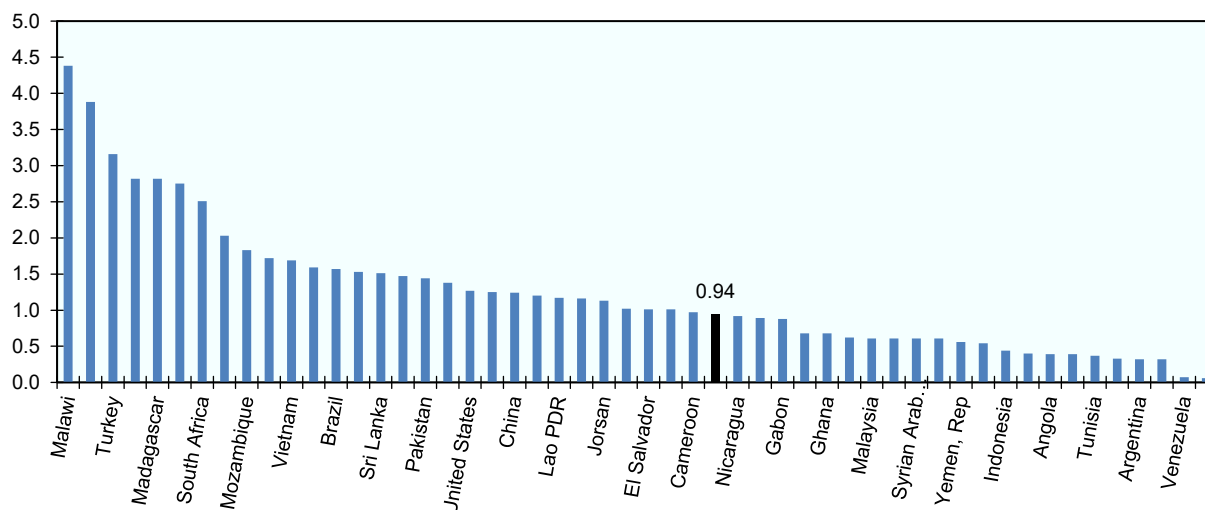
Gráfica 2.27. Producción de gas LP (miles de toneladas métricas), principales productores, 2015



Fuente: United Nations (2015), Energy Statistics Yearbook, <https://unstats.un.org/unsd/energy/yearbook/2015/t17.pdf> (consultado el 19 de julio de 2018).

Según Kojima (2013), los precios al público de gas LP en México se encontraron muy cerca de la mediana (1.015) al compararse con los precios de gas LP entre un grupo de 52 países en desarrollo.

Gráfica 2.28. Precios de venta al público de gas LP en enero de 2013 (USD/kg)



Fuente: Kojima (2013), *Reforming Fuel Pricing in an Age of \$100 Oil*, World Bank, Washington, D.C., <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/16524> (consultado el 19 de julio de 2018).

2.1.7. Autoridades y asociaciones relevantes

2.1.7.1. Autoridades

Secretaría de Energía (SENER)

La Secretaría de Energía (SENER) es la principal dependencia responsable de la política energética en México. Sus tareas son garantizar el abastecimiento de combustible, incluso gas natural y gas LP, a la economía nacional, así como el acceso abierto a los denominados ductos de internación, la infraestructura que conecta a México con la infraestructura de transporte o almacenamiento para importar gas natural.

La SENER también es responsable de otorgar y revocar asignaciones a las EPE con la aprobación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), mediante las cuales les permite explorar y extraer hidrocarburos.¹¹³ La SENER diseña los lineamientos técnicos para los procesos de licitación cuando las EPE deciden migrar de una asignación a un contrato, es decir, cuando deciden llevar a cabo actividades de extracción o exploración en asociación o alianza con empresas privadas y subcontratan algunas de sus actividades en un proceso de licitación (mediante contratos de servicios).¹¹⁴ Finalmente, la SENER otorga permisos para el tratamiento y refinación del petróleo (donde puede surgir el gas LP como producto secundario) y el procesamiento de gas natural,¹¹⁵ así como para la importación y exportación de varios productos de gas natural, como el GNL.¹¹⁶

La SENER coopera de manera cercana con el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS),¹¹⁷ así como con la CRE y la CNH por conducto del Consejo de Coordinación del Sector Energético, organismo que incluye a la Secretaría de Energía y tres

subsecretarías de la SENER, a los presidentes de la CRE y la CNH, así como a los directores generales del CENEGAS y del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).¹¹⁸

Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)

La CNH es el regulador de las actividades iniciales en el sector de hidrocarburos. La CNH regula y supervisa la exploración superficial y la extracción de hidrocarburos. También cuantifica las reservas así como los recursos prospectivos y contingentes.¹¹⁹

La CNH prepara licitaciones y firma contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos; administra, en asuntos técnicos, las asignaciones y contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, y brinda asesoría técnica a la SENER en materia de contratos. Mediante el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH), la CNH procesa y actualiza la información obtenida de las actividades de exploración o extracción.

La CNH posee personalidad jurídica y goza de autonomía operativa y de gestión.¹²⁰ Su pleno de comisionados es seleccionado por el Senado de México. La CNH se financia actualmente con recursos que provienen del presupuesto federal aunque también cuenta con ingresos propios, por ejemplo, de cuotas derivadas de supervisar la exploración y extracción de hidrocarburos.¹²¹ En 2017 la CNH sumaba cerca de 400 empleados.¹²²

Comisión Reguladora de Energía (CRE)

La CRE es responsable de regular las actividades intermedias en el sector de hidrocarburos (es decir, transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción y regasificación) así como las actividades aguas abajo (es decir, el expendio al público), así como algunas actividades relacionadas con el sector eléctrico.¹²³ Emite permisos para todas esas actividades, especialmente para el transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción, descompresión, regasificación, comercialización y expendio al público de hidrocarburos, petrolíferos o petroquímicos.

La CRE administra los sistemas integrados (es decir, los sistemas de transporte por ductos y almacenamiento interconectados),¹²⁴ especialmente el SISTRANGAS y los seis sistemas periféricos,¹²⁵ así como la aprobación de la creación de nuevas partes de los sistemas integrados, la adición de infraestructura y la aprobación de operadores de los sistemas integrados. Además, la CRE debe aprobar las condiciones para las licitaciones que el CENAGAS lleva a cabo para asignar capacidades en los sistemas de transporte y almacenamiento de gas natural.¹²⁶

Finalmente, la CRE emite las Normas Oficiales Mexicanas (NOM) que señalan las especificaciones de calidad para los hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos.¹²⁷ Además, la CRE tiene la autoridad para establecer los precios de VPM para el gas LP.

La CRE cuenta con autonomía técnica, operativa y de gestión. Es en gran medida independiente, en términos financieros, del gobierno y se financia con el otorgamiento y gestión de permisos.¹²⁸ Al igual que en el caso de la CNH, su pleno de comisionados es elegido por el Senado de México. En diciembre de 2017, la CRE contaba con poco más de 500 empleados, de los cuales 59 laboraban en áreas relacionadas con gas LP o gas natural.¹²⁹

Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS)

CENAGAS es el operador del sistema de transmisión, y es responsable de gestionar y administrar el SISTRANGAS, con la finalidad de garantizar la continuidad y seguridad del suministro. Como administrador del SISTRANGAS, el CENAGAS lleva a cabo procedimientos de licitación para asignar derechos de capacidades en el SISTRANGAS y también supervisa las operaciones de los permisionarios con el fin de proteger el acceso abierto y las reservas de capacidad.

A fines de 2015, el gobierno mexicano decidió que el CENAGAS recibiría de PEMEX la propiedad de los sistemas Naco-Hermosillo y el SNG. La transferencia fue gradual y comenzó el 1 de enero de 2016, pero sin embargo, el CENAGAS tuvo que subcontratar los servicios de PEMEX necesarios para operar y mantener la infraestructura del SISTRANGAS al menos durante 2016.¹³⁰ Para septiembre de 2018, el sistema lo operaba CENAGAS.

CENAGAS es un organismo público descentralizado, con personalidad jurídica propia así como autonomía presupuestaria. Es supervisado, no obstante, por la SENER, de modo que sus acciones siempre están en línea con la estrategia del gobierno federal.¹³¹ En junio de 2017, el CENAGAS contaba con alrededor de 270 empleados.¹³²

Secretaría de Economía (SE)

Para que la SENER otorgue permisos para la importación de butano y propano, mezclados entre sí y para la exportación de gas natural, debe consultar a la Dirección General de Industrias Ligeras de la Secretaría de Economía. Posteriormente, la Dirección General evalúa si la oferta nacional es suficiente para satisfacer la demanda nacional, lo cual es un requisito para otorgar permisos. Para su evaluación, esta Dirección General puede consultar a EPE, asociaciones empresariales y otras dependencias gubernamentales.

Diversas disposiciones en la legislación mexicana en materia de energía requieren que autoridades, EPE e incluso empresas privadas compren productos mexicanos, en apego al requisito denominado “contenido nacional”, al participar en proyectos relacionados con la exploración y extracción de hidrocarburos. La SE, en colaboración con la SENER, es responsable de establecer una metodología para definir y medir el contenido nacional.

Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA)

La ASEA es un órgano administrativo con autonomía técnica y de gestión que reporta a la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT). Regula y supervisa las actividades e instalaciones relacionadas con la industria de hidrocarburos con la finalidad de proteger el medio ambiente y garantizar la seguridad industrial. También supervisa el desmantelamiento y abandono de instalaciones. En 2017 la ASEA contaba con cerca de 460 empleados.¹³³

Oficina de Asistencia Coordinada del Sector Energético (ODAC)

La ASEA, la CRE y la CNH crearon la Oficina de Asistencia Coordinada del Sector Energético para brindar asesoría sobre las solicitudes que las compañías deben presentar ante las tres autoridades, como la aprobación de planes de exploración y extracción, la perforación de pozos, el expendio al público de gas LP y el transporte de gas natural a través de ductos.¹³⁴

Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)

La SHCP está a cargo de establecer los términos y condiciones económicas y fiscales de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos en apego a la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. Junto con la SENER y la CNH, la SHCP es responsable de publicar de forma mensual los ingresos del petróleo y los pagos realizados a los contratistas.

Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)

El IMP es una institución de investigación pública para la industria del petróleo que ofrece bienes y servicios técnicos, como investigación y capacitación de recursos humanos. Se creó en 1965 para apoyar a PEMEX pero actualmente busca brindar asistencia técnica a toda la industria. Desde enero de 2018, el IMP también trabaja como unidad de verificación para evaluar el diseño, construcción, operación y mantenimiento de estaciones de servicio para diésel y gasolinas. Para el 30 de junio de 2017, el IMP contaba con 2 602 empleados.¹³⁵

2.1.7.2 Asociaciones empresariales

Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos (AMEXHI)

La AMEXHI es una asociación civil sin fines de lucro con la finalidad de reunir inversionistas así como operadores de petróleo y gas en todos los niveles de la cadena de valor. Se fundó en 2015, y actualmente cuenta con más de 50 miembros,¹³⁶ como Ecopetrol, ExxonMobil, PEMEX, Shell y Petrobras, responsables de 24.15% de la producción global de gas natural.¹³⁷

Asociación Mexicana de Gas Natural (AMGN)

La AMGN es una asociación industrial que promueve los intereses de las empresas activas en la industria del gas natural. Entre los miembros de la AMGN se encuentran personas físicas o morales que poseen u operan infraestructura(s) o comercializan gas natural; brindan consultoría, bienes o servicios relacionados con la industria del gas natural, así como investigadores o profesores. Comenzó sus operaciones en 1988 y cuenta actualmente con más de 30 miembros.¹³⁸

Asociación de Distribuidores de Gas LP (ADG)

La ADG representa a cerca de 250 compañías que distribuyen y comercializan gas LP. En conjunto, sus miembros distribuyen cerca de 45% del gas LP consumido en México.

Asociación Mexicana de Distribuidores de Gas LP y Empresas Conexas (AMEXGAS)

La AMEXGAS representa a distribuidores de gas LP ante las autoridades mexicanas. Se creó en 1962 y actualmente representa a aproximadamente 180 empresas.¹³⁹

Asociación de Distribuidores de Gas LP del Interior (ADIGAS)

Fundada en 2008, la ADIGAS es una asociación de distribuidores de gas LP. En 2018 representaba a 72 empresas mexicanas de 25 estados de México (de 32), que representaban 17% del total nacional del mercado de venta al menudeo de gas LP. La mayor parte de los miembros de ADIGAS consta de pequeñas y medianas empresas con más de 50 años.¹⁴⁰

2.2. Panorama general de la legislación

El marco regulatorio aplicable al sector de gas en México es extenso. La regulación cubre todos los segmentos de la cadena de valor vertical de producción y distribución de gas natural y gas licuado de petróleo (gas LP), que abarca exploración, producción, procesamiento, transporte, distribución, comercialización y expendio al público. La revisión de la legislación mexicana para el sector del gas incluyó 279 textos legislativos, como leyes federales, reglamentos, estatutos orgánicos, decretos, directivas, resoluciones, disposiciones administrativas de carácter general (DACG), normas oficiales (NOM), directrices, metodologías y acuerdos públicos emitidos por dependencias gubernamentales. Casi 20% de estas normatividades son aplicables al gas natural, mientras que aproximadamente 22% son aplicables al gas LP. El 58% restante se refiere a regulaciones generales en términos energéticos como la legislación horizontal **del sector del gas en México**. Al final, el equipo encontró 105 restricciones *prima facie*, para las cuales la OCDE ha emitido 72 recomendaciones.

Los principios fundamentales de la ley energética mexicana están contenidos en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (Constitución Mexicana), que se promulgó el 5 de febrero de 1917 y se modificó por última vez el 27 de agosto de 2018 (hasta septiembre de 2018). Los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Mexicana tratan de las áreas estratégicas y prioritarias para el desarrollo nacional; la propiedad de la Nación de los recursos naturales, el hecho de que el Estado ya no tiene el monopolio de la exploración y extracción de hidrocarburos, y los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, que son la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Estos tres artículos constitucionales se modificaron ampliamente como resultado de la Reforma Energética de 2013. Además, el Artículo 115 de la Constitución Mexicana aborda la autonomía municipal, es decir, el derecho de los municipios mexicanos a decidir los reglamentos para la autorización de licencias y permisos de construcción, como nuevos gasoductos.

Cuatro disposiciones normativas —dos leyes y dos reglamentos— pueden considerarse el marco jurídico relevante en el sector de la energía:

1. La **Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética**. Se promulgó el 11 de agosto de 2014 y no se ha modificado desde entonces (hasta septiembre de 2018). Esta ley regula la organización y el funcionamiento de la CRE y la CNH, los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.
2. La **Ley de Hidrocarburos**. Se promulgó el 11 de agosto de 2014 como consecuencia de la Reforma Energética de 2013 y se modificó por última vez el 15 de noviembre de 2016 (hasta septiembre de 2018). La ley implementa los artículos relevantes de la Constitución Mexicana en materia de hidrocarburos y cubre las actividades en todos los niveles de la cadena de valor vertical de suministro de gas natural y gas LP, desde la exploración, explotación, procesamiento y distribución hasta el expendio al público. La ley se divide en cuatro títulos: disposiciones generales; exploración y extracción de hidrocarburos, y reconocimiento y exploración superficial; demás actividades en la industria de hidrocarburos; y disposiciones aplicables a la industria de hidrocarburos.

El 13 de octubre de 2014, el gobierno mexicano emitió dos reglamentos de la Ley de Hidrocarburos.

3. El primero, **Reglamento de la Ley de Hidrocarburos**, detalla las disposiciones de los títulos primero, segundo y cuarto apartados de la Ley de Hidrocarburos, atendiendo las disposiciones generales, exploración, extracción y disposiciones aplicables a la industria de hidrocarburos (como sanciones, transparencia y combate a la corrupción, procedimientos, jurisdicción, utilidad pública, procedimientos, uso y ocupación superficial, desarrollo de la industria nacional y protección del medio ambiente).
4. El segundo reglamento, **Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos**, regula los permisos para el procesamiento, exportación, importación, transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y expendio al público, y la gestión de los sistemas integrados de transporte de gas, tal como se describe en el Título 3 de la Ley de Hidrocarburos. Ninguno de los dos reglamentos se ha modificado desde su emisión (hasta septiembre de 2018).

En las siguientes secciones se detallan las principales restricciones identificadas.

2.3. Aguas arriba

El sector de gas aguas arriba comprende su exploración y producción, así como su procesamiento. Hasta 2013, solo el Estado mexicano tenía derecho a extraer petróleo y gas, lo que significaba que Petróleos Mexicanos (PEMEX), la empresa de petróleo y gas de propiedad 100% estatal del país, tenía los derechos exclusivos para explorar, explotar, refinar y procesar gas natural. Esto cambió cuando la Reforma Energética de 2013 permitió al gobierno mexicano otorgar permisos para la exploración y extracción de gas.

El equipo de la OCDE identificó 31 legislaciones restrictivas en el sector aguas arriba y formuló 20 recomendaciones. Estas se refieren a los siguientes temas:

- **Contratación pública**
 - Requisitos de que las empresas privadas celebren licitaciones.
 - Requisitos de precalificación para participar en las licitaciones.
- **Preferencia por bienes y servicios mexicanos**
 - Requisito de que los asignatarios y contratistas compren un mínimo de contenido nacional.
 - Requisito de la SENER, CNH y CRE de preferir una oferta mexicana bajo “mismas circunstancias”.
 - Requisito de que los asignatarios y contratistas deben preferir una oferta mexicana bajo “condiciones equivalentes”.
- **Permisos y autorizaciones**
 - Estudios de impacto social.
 - Padrón de importadores.
 - Padrón de terceros independientes de la CNH.

- **Problemas relacionados con PEMEX**
 - Posible conflicto de interés en el Instituto Mexicano del Petróleo.
 - Pagos compensatorios a PEMEX.
 - Asociaciones estratégicas.
 - Acceso a los centros de procesamiento de gas natural de PEMEX.
 - Regulación asimétrica.
- **No concordancia de estándares**

2.3.1. Contratación pública

2.3.1.1. Requisitos de que las empresas privadas celebren licitaciones

Descripción del obstáculo. Para la exploración y extracción de hidrocarburos en territorio mexicano, el gobierno federal puede utilizar una asignación para otorgar áreas y sus derechos minerales a PEMEX u otras empresas productivas del Estado (EPE), o bien adjudicar contratos de derechos de producción de hidrocarburos a empresas privadas o EPE. Si un asignatario o un contratista subcontrata o realiza adquisiciones por montos inferiores a USD 5 millones, el asignatario o contratista puede utilizar cualquier procedimiento de selección. Si el importe se sitúa entre USD 5 y 20 millones, el asignatario o contratista debe elegir a su proveedor mediante el “procedimiento de licitación restringida”, en el que se invita al menos a tres empresas a presentar ofertas y el contrato se adjudica a la de mejor calidad y mejor precio. Por último, para importes superiores a USD 20 millones, el asignatario o contratista debe realizar un procedimiento de licitación. Estos umbrales se aplican tanto a las empresas privadas como a las EPE, pues un contratista puede ser una EPE o una empresa privada. Las EPE tienen legislación adicional que regula su proceso de contratación pública.

Daño a la competencia. La disposición establece reglas sobre la forma en que las empresas privadas deben contratar o comprar bienes y servicios. Sin embargo, tener que hacer una licitación puede no ser siempre la forma más eficaz de elegir un proveedor. De hecho, la obligación puede aumentar sus costos, pues las empresas privadas se ven obligadas a realizar licitaciones incluso por cantidades relativamente pequeñas. Además, limita la libertad de que las empresas privadas elijan a sus proveedores.

Objetivo del legislador. El requisito de celebrar procedimientos de licitación incluso para empresas privadas que subcontratan a otras empresas privadas podría ser una forma de fortalecer el proceso competitivo a lo largo de la cadena de valor, ya que garantiza que las empresas más pequeñas puedan subcontratarse a pesar de no tener una relación comercial con contratistas o asignatarios de mayor envergadura. Este requisito garantiza unas condiciones justas de participación y que al subcontratar se elija la mejor oferta. Sin embargo, existe el peligro de que las empresas recurran a la subcontratación para coludirse: por ejemplo, una empresa se compromete a retirar o perder su oferta para que otra pueda ganar, y el ganador, a su vez, se compromete a subcontratar a la otra empresa. Como tal, es una buena práctica impulsar a los contratistas a informar a la CNH sobre cualquier subcontratación planeada en su oferta original, y luego informar sobre cualquier subcontratación consiguiente, así como los criterios de selección.

Recomendación. La OCDE recomienda que las empresas privadas puedan seleccionar libremente a sus proveedores. Sin embargo, deben informar de todas sus subcontrataciones a la CNH para detectar y evitar acuerdos colusorios entre empresas que inicialmente compitieron en el proceso de contratación (o que no participaron debido a un acuerdo). Además, la OCDE recomienda que se añada una cláusula a todas las licitaciones para exigir a las empresas que revelen su intención de subcontratar y que informen de cualquier subcontratación posterior, así como de sus criterios de selección.

2.3.1.2. Requisitos de precalificación para participar en las licitaciones

Descripción del obstáculo. Para participar en los procedimientos de licitación para la adjudicación de contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, las empresas o EPE deben cumplir con ciertos criterios de precalificación establecidos en las bases de la convocatoria. Estos criterios varían según el tipo de bloques licitados (por ejemplo, aguas someras, aguas profundas, terrestres) y el tipo de actividades que va a realizar el contratista ganador. Por ejemplo, las licitaciones terrestres suelen tener menos requisitos financieros (como valor total de la empresa, sus créditos, etc.) que las licitaciones de aguas someras y de aguas profundas. Un proveedor debe precalificarse para cada licitación aunque antes haya participado en una licitación durante la misma ronda que le exigía cumplir con requisitos similares o incluso más estrictos.

Daño a la competencia. Varios participantes del mercado han expresado que estos requisitos de precalificación pueden ser excesivos y pueden incrementar los costos de participación.

Objetivo del legislador. Garantizar que solo las empresas o las EPE capaces de cumplir los contratos puedan participar en los procedimientos de licitación. De acuerdo con la CNH, cada proceso de contratación es específico y, como tal, sus criterios deben modificarse en consecuencia. Las condiciones cambian en función del tipo de terreno que se licita y del tipo de actividad. Por ejemplo, en el caso de las áreas terrestres, CNH pide condiciones más fáciles de cumplir para que las empresas más pequeñas puedan participar en las actividades de exploración y extracción. Desde 2018, la CNH permite a las empresas que han presentado documentos en una precalificación anterior simplemente declarar que lo han hecho en lugar de tener que volver a presentarlos. La CNH dice que actualmente trabaja en un registro de participantes precalificados para evitar que las empresas privadas o las EPE tengan que incurrir en costos adicionales innecesarios para la presentación de los documentos.

Recomendación. La OCDE recomienda que en la medida de lo posible se estandaricen las precondiciones que las empresas privadas y las EPE deben cumplir para participar en las licitaciones de los contratos. Estas precondiciones generales pueden modificarse, en caso necesario, de acuerdo con cada caso. Además, la OCDE sugiere que se introduzca un padrón de participantes precalificados a fin de evitar que las empresas privadas o las EPE tengan que demostrar más de una vez el cumplimiento de los mismos requisitos. No obstante, las condiciones deben verificarse periódicamente (por ejemplo, cada cinco años) para asegurarse de que la empresa en cuestión las sigue cumpliendo.

2.3.2. Preferencia por bienes y servicios mexicanos

2.3.2.1. Requisito de que los asignatarios y contratistas comprenden un mínimo de contenido nacional

Descripción del obstáculo. El decreto de la Reforma Energética de 2013 establece que, para promover la participación de las empresas nacionales en todos los niveles de la cadena

de valor del sector energético, debe utilizarse un porcentaje mínimo de contenido nacional, incluso en la fase de exploración y extracción. Los asignatarios y contratistas deben utilizar un porcentaje mínimo obligatorio de contenido nacional. La ley define a un asignatario como las empresas productivas del Estado (EPE) a las que se les asigna un área de exploración, y a los contratistas como EPE o empresas privadas que ganaron un contrato de exploración y extracción. El porcentaje mínimo del contenido nacional de estas actividades era de 25% en 2015 y se prevé que aumente gradualmente hasta alcanzar al menos 35% en 2025. A partir de 2025, el porcentaje mínimo de contenido nacional será revisado por la Secretaría de Economía (SE) cada cinco años. La SE, en colaboración con la Secretaría de Energía (SENER), ha sido la encargada de establecer una metodología para medir el contenido nacional en las asignaciones y contratos. Según los participantes de la industria, en la práctica es muy difícil saber si una empresa cumple con la regulación sobre el contenido mínimo nacional, pues debe tenerse en cuenta a todos los proveedores utilizados por las empresas de exploración y extracción (que tienen sus propios subcontratistas y, a su vez, sus subcontratistas). Los participantes del mercado afirman que se enfrentan a la incertidumbre sobre las metodologías de rendición de cuentas con que se debe estimar si cumplen los requisitos de la disposición.

Daño a la competencia. Cumplir con el requisito mínimo de contenido nacional puede aumentar los costos de los asignatarios y contratistas, ya que podrían tener que utilizar productos mexicanos más caros a pesar de que posiblemente se disponga de productos extranjeros más baratos o de mayor calidad. Además, los proveedores extranjeros pueden sufrir discriminación. Por último, las empresas que no están seguras de la metodología para calcular el contenido nacional podrían cumplir en exceso su obligación para asegurarse de actuar con apego a la ley.

Objetivo del legislador. El objetivo de la disposición es apoyar a las empresas mexicanas que operan en la industria de los hidrocarburos. La OCDE sabe que la SE prepara un nuevo “formato de informe” más sencillo que debe aclarar el cálculo del contenido nacional para la industria. Todos los operadores utilizarán este informe para detallar el contenido nacional que utilizan.

Comparación internacional. Se implementaron políticas de contenido nacional similares en los sectores de petróleo y gas de países como Angola, Brasil, Indonesia, Kazajstán y Trinidad y Tobago. Según el informe del Banco Mundial de 2013 “Local Content Policies in the Oil and Gas Sector”, estas políticas pueden arrojar resultados mixtos.¹⁴¹ Aunque este informe no se inclina en favor o en contra de las políticas de contenido nacional, los estudios de caso analizados parecen sugerir que se necesitan ciertos factores para que tengan éxito en la mejora de la economía; entre otros, el reporte enumera las siguientes: que las empresas locales tengan niveles tecnológicos básicos, capacidad industrial y fortaleza financiera, y que los mercados locales sean competitivos. El informe sugiere que los gobiernos interesados en implementar políticas de contenido nacional deben evaluar en qué medida apoyan el desarrollo de habilidades locales adecuadas; promueven la competencia y el surgimiento de una economía doméstica eficiente; y fomentan la tecnología, así como ver sus efectos indirectos. En la Unión Europea, las Directivas 2014/24/EU, 2014/25/EU (Directiva de Servicios Públicos) y 2014/23/EC (Directiva de Concesiones) prevén que las empresas nacionales no pueden ser favorecidas dentro de la UE. Sin embargo, la exploración y producción de gas puede quedar exenta de las normas de contratación pública (Artículo 7, apartado 2, anexo III, de la Directiva de Concesiones, y el considerando 25 de la Directiva de Servicios Públicos). En algunos países del Golfo ricos en hidrocarburos (como Qatar) con poblaciones pequeñas, las políticas de contenido nacional han resultado ser un problema, pues la limitada mano de obra restringe la oferta y

hace que el costo de utilizar mano de obra local sea extremadamente alto. En México, con su gran fuerza laboral y salarios relativamente bajos, esto no parece ser un problema.

Recomendación. Aclarar la metodología para que las empresas calculen y midan fácilmente el contenido nacional que utilizan. La OCDE no hace ninguna otra recomendación sobre el contenido nacional ni sobre el porcentaje mínimo de contenido nacional que deben utilizar las empresas, ya que ayudar a la industria nacional es un objetivo legítimo. El gobierno mexicano debe ser consciente, sin embargo, de que exigir a las empresas contenido nacional encarecerá la exploración y producción, y que la obligación de usar cláusulas de contenido nacional debe acompañarse de transferencia de conocimientos, de manera que las empresas locales sean más competitivas tanto en el mercado mexicano como en el internacional.

2.3.2.2. Requisito de SENER, CNH y CRE de preferir una oferta mexicana bajo “mismas circunstancias”

Descripción del obstáculo. De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, la SENER, la CNH y la CRE, tomando en cuenta la opinión de SE, deben incluir en los términos y condiciones de las asignaciones y contratos para la exploración y extracción que otorgan que, bajo las mismas circunstancias en cuanto a precios, calidad y entrega oportuna, los asignatarios, contratistas y permisionarios deben contratar bienes y servicios mexicanos. La Ley de Hidrocarburos no define lo que se entiende por “mismas circunstancias”.

Daño a la competencia. Los proveedores extranjeros o mexicanos que venden bienes y servicios extranjeros pueden sufrir discriminación, pues tendrán que ofrecer mejores condiciones que sus equivalentes mexicanas para ser contratados. Además, no está claro qué se entiende por “mismas circunstancias”, pues dos ofertas nunca son idénticas.

Objetivo del legislador. El objetivo de la disposición es promover y apoyar el desarrollo de la industria mexicana al apoyar a los proveedores mexicanos que prestan servicios a los titulares de permisos para actividades reguladas por la Ley de Hidrocarburos, o a los asignatarios y contratistas para la exploración y extracción de hidrocarburos.

Recomendación. La OCDE recomienda que el gobierno mexicano suprima la parte de la disposición relativa a la preferencia por la mano de obra nacional o los bienes producidos en el país dadas las “mismas circunstancias”. Se podría prever un periodo de transición para que las empresas mexicanas tengan tiempo de adaptarse a las nuevas condiciones del mercado. Alternativamente, el gobierno mexicano debería considerar la posibilidad de emitir directrices para aclarar cuándo las circunstancias son iguales, en cuyo caso debe aplicarse la preferencia por los productos y la mano de obra nacionales.

2.3.2.3. Requisito de que los asignatarios y contratistas deben preferir una oferta mexicana bajo “condiciones equivalentes”

Descripción del obstáculo. Para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos que se realicen en territorio mexicano, el gobierno mexicano puede otorgar asignaciones a EPE, o contratos a empresas privadas o EPE. La subcontratación (es decir, adquisiciones y contratos) llevada a cabo por asignatarios y contratistas está regulada. En particular, i) los contratistas o asignatarios deben contratar preferentemente empresas locales si ofrecen “condiciones equivalentes a las existentes en el mercado internacional incluyendo calidad, disponibilidad y precio”. Además, el precio debe determinarse con base en “reglas del mercado”; ii) los contratistas o asignatarios deben comprar preferentemente “materiales, equipo, maquinaria y demás bienes de consumo de producción nacional

cuando estos se ofrezcan en condiciones equivalentes a las disponibles en el mercado internacional, incluyendo cantidad, calidad, plazos de entrega y precio”. Además, el precio debe determinarse con base en “Reglas del Mercado”. Las “Reglas del Mercado” se definen como un “Principio de competencia bajo el cual las partes involucradas en una transacción son independientes y participan en igualdad de condiciones por interés propio”. Estos lineamientos no contienen una definición de “condiciones equivalentes”. Por tanto, no está claro cómo se determina que las condiciones sean efectivamente “equivalentes”, ya que dos ofertas casi nunca son idénticas en términos de cantidad, calidad, plazos de entrega y precios.

Daño a la competencia. Como no existe una definición clara de “condiciones equivalentes” o “reglas de mercado”, se corre el riesgo de que se produzca un comportamiento discrecional que favorezca a una empresa frente a otra, lo que discriminaría a los proveedores extranjeros o mexicanos que participen con productos o servicios extranjeros.

Objetivo del legislador. Promover y apoyar el desarrollo de la industria nacional.

Recomendación. La OCDE recomienda que el gobierno mexicano suprima la parte de la disposición relativa a la preferencia por la mano de obra nacional o los bienes producidos en el país en “condiciones equivalentes”. Se podría prever un periodo de transición para que las empresas mexicanas tengan tiempo de adaptarse a las nuevas condiciones del mercado. Alternativamente, el gobierno mexicano debe considerar la posibilidad de emitir directrices para determinar cuándo las circunstancias son iguales, en cuyo caso debe aplicarse la preferencia por los productos y la mano de obra nacionales.

2.3.3. Permisos y autorizaciones

2.3.3.1. Estudio de impacto social

Descripción del obstáculo. La SENER, con la colaboración de la Secretaría de Gobernación (SEGOB) y otras autoridades competentes, llevará a cabo un estudio de impacto social antes de licitar los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos o antes de asignar un área a una EPE. Este estudio se comparte luego con los participantes potenciales de la licitación.

Después de la adjudicación de una licitación, los asignatarios o contratistas ganadores deben presentar una evaluación de impacto social a la Dirección General de Impacto Social y Ocupación Superficial de la SENER. Esta evaluación contiene la identificación, descripción, pronóstico y consecuencias financieras de los impactos sociales que las actividades de exploración o extracción podrían crear, así como las posibles medidas de mitigación. La Dirección cuenta con 90 días hábiles para emitir una resolución que contenga las recomendaciones para la implementación de la evaluación de impacto social. Según los participantes del mercado, la Dirección General de Impacto Social y Ocupación Superficial cuenta con personal limitado y, en consecuencia, el análisis de las propuestas de evaluación del impacto social puede llevar mucho tiempo. El 1 de junio de 2018, la SENER emitió en el DOF el Acuerdo por el que se emiten las Disposiciones Administrativas de Carácter General sobre la Evaluación de Impacto Social en el Sector Energético, que establece una metodología para elaborar y presentar evaluaciones de impacto social por parte de contratistas o asignatarios, así como para la emisión de resoluciones y recomendaciones de la SENER. Esta nueva regulación puede simplificar potencialmente el análisis de las presentaciones de evaluaciones de impacto social y reducir los tiempos de resolución.

Daño a la competencia. Por los recursos limitados, tarda mucho tiempo la Dirección General de Impacto Social y Ocupación de Superficie de la SENER en analizar las propuestas de evaluación de impacto social y emitir resoluciones con recomendaciones de seguimiento. Por tanto, es posible que se retrase la entrada de nuevos proveedores. Antes de la publicación de la metodología para elaborar y presentar las evaluaciones de impacto social en junio de 2018, también existía confusión entre contratistas y asignatarios sobre la forma de elaborar e incluir la evaluación. Este problema se resolvió con la nueva legislación.

Objetivo del legislador. El objetivo de los estudios de impacto social elaborados por la SENER y las evaluaciones de impacto social presentadas por contratistas o asignatarios es asegurar que los proyectos de hidrocarburos tengan un impacto positivo en las comunidades locales, en el uso local de la tierra y en los derechos de los grupos sociales vulnerables.

Recomendación. Dotar de más recursos a la Dirección General de Impacto Social y Ocupación Superficial de la SENER. Estos recursos permitirían a esta Dirección emitir resoluciones en plazos más cortos. Los costos pueden transferirse a los asignatarios o contratistas por concepto de honorarios por el análisis de las propuestas de evaluación del impacto social.

2.3.3.2. *Padrón de importadores*

Descripción del obstáculo. Los importadores de hidrocarburos deben estar inscritos en el Padrón de Importadores, así como en el Padrón de Importadores Sectorial de Hidrocarburos. Ambos registros están en manos del Servicio de Administración Tributaria (SAT). Por cada transacción, las empresas importadoras deben indicar al Padrón de Importadores Sectorial de Hidrocarburos a quién le comprarán el gas o el gas natural y a quién se lo venderán, así como presentar el registro de que sus clientes tienen permisos de la CRE para su almacenamiento o distribución.

Daño a la competencia. El requisito de que los importadores nombren a sus compradores por adelantado puede inhibir las importaciones de gas LP y gas natural. Algunos participantes en el mercado califican de excesivas estas condiciones de entrada. Además, exigir a los solicitantes que proporcionen una lista de clientes a los que venderán productos importados podría retrasar las importaciones, pues es posible que los importadores todavía no sepan quiénes son sus clientes potenciales.

Objetivo del legislador. El objetivo de ambos padrones es controlar el flujo de importaciones y evitar cualquier actividad aduanera fraudulenta.

Recomendación. La OCDE recomienda eliminar el requisito de que los importadores tengan que indicar por adelantado a quién venderán los productos importados de gas LP o gas natural.

2.3.3.3. *Padrón de terceros independientes de la CNH*

Descripción del obstáculo. Para la exploración y extracción de hidrocarburos en territorio mexicano, tanto los asignatarios como los contratistas deben presentar informes anuales sobre la cuantificación de las reservas (es decir, 1P, 2P, 3P) a la CNH. Estos deben certificar los terceros independientes, expertos en la clasificación, análisis, estimación, evaluación y certificación de reservas. El asignatario o contratista y el tercero independiente tienen que presentar sus respectivas estimaciones de reservas a la CNH, que a su vez comprueba si ambas estimaciones son congruentes. Un requisito para ser un tercero independiente es tener al menos 10 años de experiencia en la industria del petróleo y el gas en áreas como exploración, geología, geofísica, ingeniería de yacimientos, producción o evaluación

económica. Los terceros también pueden contratar a especialistas con la experiencia necesaria. La ley no aclara si la experiencia internacional se considera equivalente a la experiencia en México. Un posible tercero independiente puede solicitar que se le incluya en el padrón de la CNH en cualquier momento y, si es aceptado, será registrado por tres años. Para septiembre de 2018 había 15 terceros independientes inscritos.

Daño a la competencia. La legislación puede impedir que se inscriban terceros independientes extranjeros, pues no está claro si la experiencia en el extranjero se considera equivalente a la experiencia nacional. Sin embargo, los participantes del mercado no se han quejado del escaso número de terceros independientes ni de las elevadas tarifas de sus servicios.

Objetivo del legislador. Asegurar que profesionales confiables realicen la estimación de las reservas de hidrocarburos en territorio mexicano.

Recomendación. Aclarar en la legislación que la experiencia internacional se considera equivalente a la experiencia en México.

2.3.4. PEMEX

2.3.4.1. Posible conflicto de interés en el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)

Descripción del obstáculo. El Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) es una institución pública de investigación para la industria petrolera que provee tecnologías patentadas y servicios de investigación y capacitación para desarrollar y formar técnicos mexicanos altamente especializados. Se creó en 1965 para apoyar a PEMEX y ahora brinda asistencia técnica a toda la industria. El IMP cuenta con una junta directiva integrada por el Secretario de Energía, dos expertos independientes y representantes de tres universidades, así como los secretarios o directores generales de la SHCP, SEMARNAT y PEMEX.

Daño a la competencia. La participación de PEMEX en el consejo de administración de una institución de investigación que brinda apoyo técnico a toda la industria petrolera puede influir en el proceso de toma de decisiones de la institución en favor de PEMEX. Por ejemplo, el IMP puede llevar a cabo proyectos de investigación específicos para favorecer a PEMEX, o PEMEX puede tener acceso a datos sensibles de la industria, así como al conocimiento de nuevas tecnologías patentadas del IMP.

Objetivo del legislador. PEMEX forma parte del consejo de administración del IMP para que este se beneficie de la gran experiencia y conocimiento industrial de la compañía. Los participantes de la industria no han expresado ninguna preocupación respecto de la participación de PEMEX.

Recomendación. La OCDE recomienda modificar la legislación para que exista una cláusula de autonomía que evite cualquier posible conflicto de intereses. A su vez, se debe incluir una previsión que permita a los consejeros recusarse en las votaciones sobre los asuntos que puedan suponer un conflicto de interés.

2.3.4.2. Pagos compensatorios a PEMEX

Descripción del obstáculo. La SENER selecciona las áreas por licitar para la exploración y extracción de hidrocarburos. Sin embargo, después de la selección de las áreas, la CNH es responsable de otorgar contratos de exploración y producción mediante procesos de licitación. Según el decreto de la Reforma Energética, si PEMEX invierte en el desarrollo de un proyecto que luego se adjudica a otra empresa (por ejemplo, si PEMEX hubiera realizado la sísmica, la exploración o incluso la perforación), la SENER debe determinar

el pago que PEMEX puede recibir de la empresa productora después de estimar el “justo valor económico” del costo de la inversión. Según la Secretaría de Gobernación (SEGOB) existen lineamientos generales que describen el proceso específico para calcular el “justo valor económico”. Sin embargo, estos lineamientos aún no se publican. Además, de acuerdo con PEMEX, en los pocos casos que se han determinado hasta el momento (todos en casos de gaseoductos), PEMEX fue subcompensado.

Daño a la competencia. La falta de lineamientos específicos para determinar el “justo valor económico” puede afectar tanto a PEMEX como a sus competidores en caso de que se pague de más o de menos. No se puede determinar si PEMEX se encuentra o no en desventaja competitiva, pues nunca se han publicado los lineamientos específicos para determinar el justo valor económico. Además, la falta de lineamientos específicos puede generar incertidumbre jurídica tanto para PEMEX como para sus competidores.

Objetivo del legislador. Compensar a PEMEX por sus inversiones en áreas que luego se adjudiquen a otras empresas y resulten en pérdida de utilidades.

Recomendación. Publicar los lineamientos metodológicos para determinar la compensación a PEMEX, y el nivel de compensación por inversiones en áreas que luego se otorguen a otras empresas.

2.3.4.3. Asociaciones estratégicas

Descripción del obstáculo. Las asociaciones estratégicas —*farmouts*— son acuerdos entre una EPE a la que se le otorga una asignación (por ejemplo, derechos de hidrocarburos de un área) y una empresa privada que se interese en prestar servicios a la EPE para el proyecto a cambio de un porcentaje de las ganancias. La EPE se conoce como *farmor*, y la empresa privada, como *farmee*. En México, el arreglo usual de una asociación estratégica implica que PEMEX reciba una asignación de la CNH y luego le pida un socio. La legislación mexicana permite dos tipos de asociaciones estratégicas: 1) si una EPE tenía un acuerdo con una empresa privada antes de la Reforma Energética y ambas partes deciden que las nuevas disposiciones legales son mejores para ambas que las permitidas antes de la Reforma Energética, la EPE puede solicitar a la CNH que transfiera el acuerdo a una obra pública financiada, a un contrato integral o a una asociación estratégica; 2) cuando la CNH inicia un nuevo proceso de licitación para elegir un nuevo socio para la EPE. Actualmente, se consulta a una EPE durante la fase de precalificación, pero su dictamen no es vinculante. Por ejemplo, si a PEMEX se le asigna un área en la que quiere explorar y producir hidrocarburos pero no quiere hacer toda la inversión financiera por sí misma, puede buscar un socio. Sin embargo, para ello tiene que pedir a la CNH que lleve a cabo un procedimiento de asociación estratégica. Según PEMEX, este procedimiento puede ser largo y disuadir a los socios potenciales. Hasta ahora, de acuerdo con los participantes en la industria, solo se han dado asociaciones estratégicas del primer caso.

Daño a la competencia. A PEMEX solo se le solicita su opinión no vinculante después de que la CNH decide llevar a cabo un proceso de licitación para elegir un socio estratégico. Por tanto, una EPE está en condiciones de oponerse a los socios pero no de iniciar un proceso ni de elegir libremente a su propio socio. Este proceso de toma de decisiones puede retrasar la celebración de nuevas asociaciones estratégicas.

Objetivo del legislador. Lo más probable es que a las EPE se les prohíba elegir libremente a sus socios para evitar que se asocien con empresas que carezcan de la experiencia técnica o las capacidades financieras necesarias. Según la CNH, las EPE pueden solicitar que se inicie un procedimiento de asociación estratégica. También pueden objetar a un socio. Sin

embargo, la CNH debe garantizar un proceso justo y transparente. Para septiembre de 2018, la CNH había aprobado tres procedimientos de licitación de asociaciones estratégicas que duraron, en promedio, siete meses desde la publicación de la convocatoria de licitación hasta la decisión final.

Comparación internacional. Lo normal en términos internacionales parece que la mayoría de las empresas estatales que operan en el sector de la exploración y extracción de petróleo y gas tiene la libertad de elegir a sus propios socios en el contexto de asociaciones estratégicas. Por ejemplo, en Noruega, la empresa estatal Equinor (antes Statoil) gestiona sus propios procedimientos de licitación para los contratos de asociaciones estratégicas.

Recomendación. Permitir que las EPE decidan cuándo iniciar un procedimiento de licitación, ejecutar el proceso y elegir a sus propios socios estratégicos. El proceso debe supervisarlo, en lugar de gestionarlo, la CNH para garantizar un proceso justo y transparente.

2.3.4.4. Acceso a los centros de procesamiento de gas natural de PEMEX

Descripción del obstáculo. Actualmente, PEMEX es propietaria de los nueve complejos procesadores de gas que existen en México. La actividad de procesamiento de gas no está sujeta a regulación económica, como las tarifas o las obligaciones de acceso abierto a sus instalaciones.

Daño a la competencia. Las empresas que desean procesar gas natural en México tienen que utilizar instalaciones que pertenecen a PEMEX, pues no hay otro proveedor. PEMEX podría utilizar su poder de mercado al negociar las condiciones de acceso y los precios.

Objetivo del legislador. México no tiene ninguna regulación que prevea el acceso abierto a los complejos procesadores de PEMEX, probablemente porque esas instalaciones no se consideran un monopolio natural. Los participantes en el mercado no parecen tener problema con el acceso a los complejos procesadores. Sin embargo, esto puede cambiar una vez que las empresas privadas comiencen a producir gas. De acuerdo con PEMEX, actualmente sus instalaciones de procesamiento de gas operan a 50% de su capacidad o menos.

Comparación internacional. Hasta donde sabe la OCDE, la mayoría de los países no tiene reglas sobre el acceso y tarifas a las instalaciones de procesamiento. En 2009, Nueva Zelanda introdujo las Gas Processing Facilities Information Disclosure Rules (Reglas de Publicación de información sobre procesamiento de gas), que exigían que se publicara toda la información relativa a la capacidad de las instalaciones de tratamiento de gas, así como las solicitudes de acceso a estas instalaciones de tratamiento presentadas por terceros. Este reglamento y sus efectos los examinó el Ministerio de Energía y Recursos de Nueva Zelanda. Sin embargo, el reglamento no se renovó después de su expiración, el 27 de junio de 2014, ya que el Ministerio de Energía y Recursos consideró que el acceso a las instalaciones de procesamiento no había planteado problemas de competencia y que, por tanto, no se necesitaban reglamentos de largo plazo.

Recomendación. Estudiar la posibilidad de regular el acceso a las instalaciones de procesamiento de gas natural de PEMEX por un tiempo limitado. El derecho de acceso podría limitarse, por ejemplo, a un periodo de cinco años y concederse de forma no discriminatoria. Sin embargo, el estudio también podría encontrar fuertes argumentos en contra de una regulación del procesamiento, sobre todo porque el procesamiento del gas natural en general no se considera un monopolio natural. Las partes interesadas pueden elegir entre negociar con PEMEX o, si no están satisfechas con las condiciones, construir

sus propias instalaciones de procesamiento, o utilizar instalaciones de procesamiento en el extranjero.

2.3.4.5. Regulación asimétrica

Como parte de la regulación asimétrica, los precios a los que PEMEX vende gas húmedo (es decir, gas natural con otros compuestos distintos al metano, como butano, propano y etano) los regula la CRE. La regulación asimétrica a nivel aguas arriba y segmento medio se aborda en la sección 2.4.4.

2.3.5. No concordancia de estándares

Descripción del obstáculo. Las NOM las emite el gobierno federal y su cumplimiento es obligatorio. En la revisión de la OCDE del sector aguas arriba del gas, la OCDE encontró ocho NOM que actualmente no se corresponden con los estándares internacionales. Estas son:

- NOM-EM-005-ASEA-2017, que establece los criterios para clasificar los residuos de manejo especial del sector hidrocarburos.
- NOM-001-SEMARNAT-1996, que establece los límites máximos legales para la descarga de contaminantes en aguas residuales y bienes nacionales.
- NOM-003-CNA-1996, que establece los requisitos durante la construcción de pozos de extracción de agua para prevenir la contaminación de acuíferos.
- NOM-004-CNA-1996, que establece los requisitos para la protección de acuíferos durante el mantenimiento, rehabilitación o clausura de pozos.
- NOM-011-CONAGUA-2015, que establece la metodología para determinar el promedio anual de las aguas nacionales superficiales y subterráneas.
- NOM-115-SEMARNAT-2003, que establece las especificaciones de protección ambiental que deben observarse en las actividades de perforación y mantenimiento de pozos petroleros en zonas agrícolas, ganaderas y eriales, y protecciones ambientales asociadas.
- NOM-143-SEMARNAT-2003, que establece las especificaciones para el manejo e inyección de agua congénita (agua atrapada en rocas sedimentarias) en formaciones rocosas.
- NOM-138-SEMARNAT/SSA1-2012, que establece los límites máximos permisibles de hidrocarburos sólidos y líquidos en diferentes tipos de suelos, y especificaciones para su remedio.

Daño a la competencia. El acceso de los competidores extranjeros al mercado mexicano puede verse obstaculizado, al igual que el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar diferentes conjuntos de normas en México y en el extranjero, lo que puede implicar costos adicionales. Incluso en el caso de que las normas mexicanas se hayan adaptado recientemente (en parte) a las normas internacionales, si no se actualiza el texto legal de la NOM podría haber confusión entre los participantes del mercado.

Objetivo del legislador. En México, la no concordancia de la NOM debe divulgarse, de acuerdo con el Artículo 41, sección VI, de la Ley Federal Sobre Metrología y Normalización, que establece que la NOM debe declarar su grado de conformidad con las normas y criterios internacionales.

Recomendación. Actualizar la NOM para que en la medida de lo posible esté en concordancia con las normas internacionales. Es posible que algunas de las prácticas actuales ya se ajusten a las normas internacionales, lo que facilitaría la transición. Debe señalarse en la NOM si no existen actualmente normas internacionales o mejores prácticas. El Plan Nacional de Normalización de 2018 menciona que cuatro de estas NOM (NOM-001-SEMARNAT-1996, NOM-115-SEMARNAT-2003, NOM-143-SEMARNAT-2003 y NOM-138-SEMARNAT/SSA1-2012) están en proceso de modificación.

2.4. Segmento intermedio

El sector intermedio comprende el transporte, principalmente por ductos, y el almacenamiento de gas. La OCDE elaboró 17 recomendaciones del sector intermedio sobre temas como la construcción de nueva infraestructura para ductos de gas natural, obligación de informar a las autoridades, regulación asimétrica de PEMEX y otras restricciones y normas.

- Construcción de infraestructura de gas natural
 - Permisos municipales de construcción de ductos de gas natural.
 - Intereses diversos de la autoridad municipal y de las compañías.
 - Cambio de uso de suelo.
 - Contraprestación a los titulares o propietarios de la tierra.
 - Validación de los contratos por un juez local.
- Obligación de informar a las autoridades
 - Doble notificación a la SENER y la SEDATU sobre negociaciones con los propietarios o titulares de la tierra.
- Plan quinquenal
 - Reporte de incidentes.
- Regulación asimétrica de PEMEX
 - Publicación del “sistema de información” de los precios de VPM de gas natural.
 - Precios máximos de VPM para PEMEX.
 - Aprobación de la CRE de contratos de comercialización de gas LP y gas natural, y derecho de terminación anticipada.
- General
 - Requisito de los titulares del permiso para el procesamiento de gas natural de comprar bienes y contratar servicios nacionales.
 - Falta de regulación para establecer tarifas.
- No concordancia de estándares

2.4.1. Construcción de nueva infraestructura de gas natural

Actualmente, solo 8% de los hogares mexicanos utilizan gas natural como principal fuente de combustible, pues la mayoría de las viviendas, así como sus comunidades, no están

conectadas a ductos de gas natural y tiene que utilizar gas LP. La OCDE recomienda una serie de medidas para facilitar la construcción de ductos de gas natural. Si se aplicaran, estas medidas permitirían que más consumidores tuvieran la posibilidad de elegir entre gas LP y gas natural. La OCDE estima que el beneficio para los consumidores oscilaría entre MXN 1 395.7 millones y MXN 2 670 millones. El cálculo se explica a detalle en el Anexo 2.A.

2.4.1.1. Permisos municipales para la construcción de nuevos ductos

Descripción del obstáculo. Los participantes en el mercado mencionan con frecuencia que los permisos municipales de construcción son el mayor obstáculo para construir nuevos ductos. Al construir ductos de gas natural, las empresas deben obtener un permiso de la CRE (la CRE otorga permisos para el transporte, almacenamiento y distribución de gas natural a través de ductos) y un permiso de construcción de la autoridad municipal pertinente. De acuerdo con el Artículo 115, fracción V, inciso f, de la Constitución Mexicana, los gobiernos municipales tienen la facultad de expedir permisos y licencias de construcción. De acuerdo con el Artículo 96 de la Ley de Hidrocarburos, el gobierno federal, los gobiernos estatales y los municipios deben contribuir al desarrollo de proyectos en materia de transporte, almacenamiento y distribución a través de ductos mediante el otorgamiento de permisos y autorizaciones. Según los participantes del mercado, los gobiernos municipales con frecuencia niegan o retrasan significativamente los permisos de construcción a las empresas que ya poseen un permiso federal de la CRE para transportar gas natural a través de ductos.

Daño a la competencia. Dificultad en la obtención de permisos municipales por retrasos en la construcción de infraestructura o, en algunos casos, por impedir el desarrollo de proyectos de ductos de gas natural. Las empresas de gas natural no pueden entrar fácilmente en los mercados regionales y competir con los distribuidores locales de gas LP.

Objetivo del legislador. El derecho de los municipios a otorgar permisos de construcción está garantizado en la Constitución Mexicana.

Recomendación. Crear un área dentro de una dependencia federal para facilitar la actividad de las empresas de gas natural a nivel municipal y dotar a esa área de suficientes recursos humanos y financieros. Esta área trabajaría dentro de los límites del Artículo 115 de la Constitución Mexicana y respetaría la autonomía municipal en la autorización del uso del suelo y la emisión de permisos de construcción. Sus facultades pueden incluir:

- ofrecer formatos de solicitudes de permisos a autoridades municipales;
- firmar convenios de colaboración con autoridades municipales o estatales;
- asesorar a los interesados sobre la mejor manera de tratar con las autoridades municipales;
- publicar un reporte anual sobre la situación de las compañías de gas natural en el nivel local;
- organizar talleres con autoridades municipales, y
- actuar como *amicus curiae* frente a tribunales en casos en los que los permisos se hayan negado indebidamente.

2.4.1.2. Intereses diversos de la autoridad municipal y las compañías

Descripción del obstáculo. El problema ya mencionado en la sección 2.4.1.1. es parte de un problema más extenso, usualmente descrito como desalineamiento de intereses entre las autoridades municipales y las compañías que desean desarrollar proyectos de transporte y distribución de gas natural en los municipios. Como los municipios no reciben actualmente ningún beneficio de las empresas de gas natural que construyen nuevos ductos, a menudo no apoyan (e incluso obstaculizan) estos proyectos. Esto puede provocar retrasos, y a veces incluso que los ductos no se construyan.

Daño a la competencia. Muchos proyectos de gas natural se retrasan o incluso cancelan a nivel municipal. En consecuencia, los distribuidores de gas natural a menudo no son capaces de competir con los de gas LP.

Objetivo del legislador. La regulación mexicana no aborda esta desalineación de intereses. Sin embargo, diversas jurisdicciones prevén alguna forma de compensación a los municipios. Por ejemplo, en España, de acuerdo con las normas municipales, a menudo se obliga a las empresas gaseras a compensar a los municipios con, por ejemplo, 1.5% de sus ventas netas de gas natural.

Recomendación. La OCDE recomienda estudiar la posibilidad de garantizar pagos regulares por ventas o transporte de gas natural a través de los municipios. Sin embargo, se debe tener cuidado en que los pagos no creen discriminación entre proveedores de gas natural y gas LP.

2.4.1.3. Cambio de uso de suelo

Descripción del obstáculo. La compañía gasera que pretenda construir un ducto debe cambiar el uso de suelo de la tierra sobre la que planea construir el ducto. Muchos terrenos en cuestión están registrados como terrenos forestales ante la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT). Las compañías interesadas en el cambio de uso de suelo en terrenos forestales deben llenar un formato emitido por la SEMARNAT y entregarlo a la ASEA. La SEMARNAT tiene la atribución de emitir las autorizaciones de cambio de uso de suelo en terrenos forestales y cuenta con entre 60 y 75 días hábiles para emitir una resolución al cambio de uso de suelo. En caso contrario, la solicitud se rechazará (*negativa ficta*).

Daño a la competencia. La construcción de nueva infraestructura de transporte y distribución de gas natural se retrasa cuando la SEMARNAT no emite una resolución en el plazo establecido, pues las solicitudes se rechazan automáticamente (*negativa ficta*). Según los participantes de la industria, esto sucede con frecuencia.

Objetivo del legislador. El objetivo de esta restricción es otorgar a la SEMARNAT control en cuanto al uso de los terrenos forestales.

Recomendación. La OCDE recomienda cambiar la legislación de manera que si la SEMARNAT, por medio de la ASEA, no resuelve durante el periodo establecido, autorice automáticamente (en vez de rechazarla) la solicitud (*afirmativa ficta*). Este cambio evitaría retrasos a los proyectos de nuevos ductos. En caso de que la *afirmativa ficta* se aplique y esto dé lugar a consecuencias negativas imprevistas, la SEMARNAT podrá retirar la autorización.

2.4.1.4. *Contraprestación a los propietarios de la tierra*

Descripción del obstáculo. Las compañías de gas natural interesadas en construir ductos deben acordar una contraprestación con los titulares o propietarios de las tierras por el uso de su propiedad. El 2 de junio de 2016 la SENER emitió un acuerdo con condiciones generales y determina montos mínimos para pagar por el uso de la propiedad de los titulares o propietarios de la tierra. Sin embargo, este acuerdo no prevé un monto máximo. Las contraprestaciones actuales se calculan de acuerdo con un tabulador publicado por el Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales (INDAABIN), organismo público desconcentrado de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, SHCP, cuyo objeto es administrar y valorar el patrimonio inmobiliario federal y paraestatal.

Daño a la competencia. La legislación mexicana actual no contiene un monto máximo que las compañías de gas tienen que pagar a los propietarios para utilizar sus propiedades, pues la valuación de INDAABIN solo sirve como referencia. Esta falta de un máximo da al propietario o titular de la tierra un fuerte poder de negociación y la posibilidad de fijar precios altos y aumentar el costo de la construcción de ductos de gas natural. Además, las negociaciones con los propietarios o titulares de las tierras pueden provocar retrasos en la construcción de los ductos y restringir a las empresas de gas natural que deseen entrar en los mercados regionales y competir con los distribuidores locales de gas LP.

Objetivo del legislador. El objetivo es asegurar una compensación justa para los titulares o propietarios de la tierra mientras se permite que las compañías construyan nuevos ductos sin retrasos innecesarios.

Recomendación. El monto de la contraprestación debe establecerse por una autoridad federal y no por negociaciones bilaterales entre las compañías y los titulares o propietarios de las tierras. Al momento de calcular los montos máximos, la dependencia debe tomar en cuenta factores relevantes, como los precios promedio de la tierra en el área y las valuaciones del INDAABIN.

2.4.1.5. *Validación de los contratos por un juez local*

Descripción del obstáculo. Los concesionarios o contratistas (en este caso, las compañías de gas) negocian acuerdos con los propietarios o titulares de la tierra (incluso tierras de propiedad comunitaria o ejidos) para establecer pagos de compensación y condiciones para el uso de las tierras por las que pasan los ductos. Una vez finalizadas las negociaciones, un juez de distrito en materia civil o el tribunal unitario agrario debe validar cada contrato antes de su entrada en vigor.

Daño a la competencia. Un juez local tiene que validar numerosos contratos como requisito previo para construir nuevos ductos de gas natural. Esto podría retrasar la construcción de ductos de gas natural y restringir la capacidad de los distribuidores de gas natural para competir con los distribuidores de gas LP.

Objetivo del legislador. Garantizar que se respeten los derechos de los propietarios o titulares de tierras, bienes o derechos afectados por las actividades de transporte a través de ductos.

Recomendación. La OCDE recomienda que además de los jueces locales, los notarios también validen los contratos entre los propietarios o titulares de la tierra (incluso ejidos), bienes o derechos y los concesionarios o contratistas (en este caso, las compañías de gas).

2.4.2. Obligaciones de informar a las autoridades

2.4.2.1. Doble notificación a la SENER y la SEDATU sobre las negociaciones con los propietarios

Descripción del obstáculo. Cuando una compañía de gas interesada en la construcción de nuevos ductos inicia negociaciones con los propietarios o titulares de la tierra sobre la compensación, debe notificar a la SENER y la SEDATU por separado de cada negociación. Las notificaciones se realizan predio por predio. Tanto la SENER como la SEDATU utilizan sus propios formularios de notificación, aunque ambos exigen datos similares.

Daño a la competencia. La necesidad de notificar a dos autoridades por cada predio y tener que proporcionar datos similares en dos ocasiones genera cargas administrativas innecesarias para las compañías y puede retrasar innecesariamente los proyectos.

Objetivo del legislador. La obligación de informar a las autoridades tiene por objeto garantizar el seguimiento individualizado de todas las negociaciones entre las empresas y los propietarios o titulares de terrenos, bienes o derechos necesarios para el transporte por ductos de hidrocarburos (inclusive gas natural).

Recomendación. La OCDE recomienda combinar ambos formatos de notificaciones de manera que solo se deba entregar un formato a la SENER o la SEDATU.

2.4.2.2. Necesidad de obtener un dictamen de diseño

Descripción del obstáculo. La NOM-003-ASEA-2016 establece que cada vez que los permisionarios construyan nueva infraestructura, amplíen o modifiquen sus instalaciones, deben obtener un dictamen de diseño de una unidad de verificación (persona física o moral acreditada que realice actividades de evaluación de conformidad) para comprobar que las instalaciones nuevas o ampliadas, o las modificaciones, se construyen de acuerdo con la norma pertinente.

Daño a la competencia. La redacción de la NOM implica que los titulares de permisos deben obtener un informe de planificación para cada modificación de sus instalaciones, por pequeña que sea. Sin embargo, según los participantes de la industria, en la práctica, la norma solo es aplicable a nuevos ductos. El texto de la NOM puede generar incertidumbre para los participantes de la industria.

Objetivo del legislador. Lo más probable es que el objetivo de esta restricción sea garantizar los estándares de calidad para la expansión y modificación de las instalaciones de distribución de gas natural.

Recomendación. La OCDE recomienda aclarar la legislación para que establezca que esta NOM solo es aplicable a nuevos ductos.

2.4.2.3. Doble reporte de incidentes a la CRE y la ASEA

Descripción del obstáculo. Las compañías de gas natural deben notificar a la CRE cualquier siniestro o incidente que ocurra. Las empresas deben elaborar un informe detallado sobre estos incidentes, así como de las medidas que se tomaron para controlarlos. Este informe debe presentarse a la CRE los 10 días hábiles siguientes a la fecha del siniestro. Las compañías deben proveer un reporte similar a la ASEA. Los incidentes y accidentes tienen la siguiente clasificación: i) Un evento tipo 1 ocurre cuando las lesiones del personal requieran incapacidad médica causadas en el ejercicio o con motivo de las actividades que realiza en el sector hidrocarburos; ii) Un evento tipo 2 ocurre con una o

más muertes dentro de las instalaciones; y iii) Un evento tipo 3 es el más severo y puede ocurrir, por ejemplo, cuando dos o más muertes dentro o fuera de las instalaciones, daño a las instalaciones, interrupción de operaciones de las actividades del sector hidrocarburos.

Daño a la competencia. Las empresas tienen que enviar dos reportes similares sobre accidentes, siniestros e incidentes a dos autoridades. Esto genera costos adicionales para los participantes en el mercado.

Objetivo del legislador. El marco legal actual establece que la ASEA tiene como objeto regular y supervisar en materia de seguridad industrial, operativa y de protección del medio ambiente, las instalaciones y actividades del sector hidrocarburos; mientras la CRE supervisa el cumplimiento de los permisionarios.

Recomendación. La OCDE recomienda que se permita a las empresas presentar un único informe a la ASEA y la CRE. Lo ideal sería que este informe se subiera a una plataforma común (ventanilla única) en la cual ambas agencias compartan información. La creación de la Oficina de Asistencia Coordinada del Sector Energético, ODAC, es un primer paso en esta dirección.

2.4.3. Regulación asimétrica de PEMEX

La Reforma Energética de 2013 cambió el estatus legal de PEMEX y se aprobó su “regulación asimétrica”, lo que significa que el antiguo monopolio estatal está sujeto a una mayor restricción regulatoria que otros participantes en la industria del gas por el tiempo que se considere necesario para reequilibrar la posición predominante de PEMEX en el mercado. El concepto de regulación asimétrica lo introdujo por primera vez el gobierno del Reino Unido en la década de 1980 y principios de la de 1990 con la privatización de los sectores de telecomunicaciones y energía.

Entre las disposiciones que restringen a PEMEX en sus prácticas comerciales se encuentran las siguientes:

- Obligación de publicar sus ventas de primera mano (VPM) de gas natural en un “sistema de información”.
- Precios de venta de primera mano del gas LP que la CRE debe aprobar.
- Los contratos de comercialización de gas LP y gas natural deben aprobarse por la CRE e incluir el derecho de terminación anticipada.
- Regulación de los precios del gas húmedo (actividades iniciales).

2.4.3.1. Publicación de precios de VPM de gas natural en el “sistema de información”

Descripción del obstáculo. Las ventas de primera mano (VPM) se definen como la primera enajenación de un hidrocarburo, en territorio mexicano, que realice cualquier empresa productiva del Estado (EPE) o una persona moral, por cuenta y orden del Estado, a un tercero o entre sí. Todos los contratos y transacciones que las subsidiarias de PEMEX han concluido entre ellas por VPM de gas natural deben publicarse en el “sistema de información”. El sistema de información de PEMEX también debe contener información de los términos de compra-venta, y precios y cantidades de estos contratos y transacciones. Este sistema de información debe ponerse a disposición de los potenciales compradores de gas natural con VPM. Según PEMEX Transformación Industrial (PEMEX TRI), aún no existe una plataforma electrónica centralizada para publicar esta información, aunque la información esté disponible en diferentes lugares del sitio web de PEMEX.

Daño a la competencia. Los incentivos de PEMEX para ofrecer descuentos a clientes objetivo pueden disminuir, pues sus competidores podrían observar esos descuentos y reaccionar ante ellos en plazos cortos.

Objetivo del legislador. El “sistema de información” busca prevenir ofertas discriminatorias entre las subsidiarias de PEMEX y terceros compradores.

2.4.3.2. Precios máximos de VPM para PEMEX

Descripción del obstáculo. La CRE introdujo una metodología como parte de las regulaciones asimétricas que permitieron a PEMEX calcular los precios máximos de VPM de gas LP. La fórmula que utiliza PEMEX (y monitorea la CRE) tiene en cuenta varios factores, como el valor del gas LP en el punto de referencia relevante (fronteras o puertos donde el gas LP se importa o exporta) para determinar el precio en cada una de las instalaciones de procesamiento de PEMEX; el costo mínimo de transporte para entregar el gas LP en cada punto de venta; y los costos de infraestructura. Desde el 1 de marzo de 2017, los precios de VPM de gas LP se calculan semanalmente.

Daño a la competencia. PEMEX afirma que la regulación de los precios máximos hace que sea lento adaptarse a las nuevas situaciones del mercado, ya que se ve obligado a buscar la aprobación de la CRE para cada nuevo punto de venta de VPM de gas LP antes de poder aplicarlo. PEMEX afirma que esto llega a tardar varios meses a la CRE y por tanto se ve impedido para hacer ofertas competitivas a tiempo.

Objetivo del legislador. El objetivo de la disposición es crear condiciones de mercado (en particular, precios) similares a las que existirían en condiciones de competencia. Con los precios regulados de las VPM del gas LP, la CRE también busca asegurar una entrega eficiente del gas LP para evitar una discriminación indebida de precios, así como subsidios cruzados. Según la CRE, PEMEX aún tiene entre 50% y 70% del mercado mayorista de gas LP, y otros importadores utilizan gran parte de su producto importado.

2.4.3.3. Aprobación de la CRE para los contratos de comercialización de gas LP y el derecho de terminación anticipada

Descripción del obstáculo. Las actividades de comercialización (tanto de gas natural como de gas LP) de PEMEX o sus subsidiarias y los servicios de comercio, tratamiento, almacenamiento y distribución están sujetos a una regulación asimétrica. En particular, los contratos de comercialización que las subsidiarias de PEMEX pueden firmar con los compradores deben aprobarse por la CRE. La resolución RES/1520/2017 de la CRE proporciona un modelo de contrato que PEMEX TRI puede firmar con los compradores para comercializar gas LP. La cláusula decimotercera de este modelo —que PEMEX afirma que la CRE debe incluir— establece que el contrato puede rescindirse antes de la fecha oficial de vencimiento por cualquiera de las partes con previo aviso de al menos 30 días hábiles.

Daño a la competencia. La cláusula obligatoria disminuye la capacidad de PEMEX para planificar en el largo plazo, pues los clientes pueden cancelar en un plazo muy corto. La cláusula coloca a PEMEX TRI en una situación de desventaja competitiva, ya que sus competidores con permisos comparables de la CRE para comercializar gas LP pueden firmar contratos con compradores sin una cláusula de terminación similar.

Objetivo del legislador. El objetivo de la disposición es ayudar a los clientes de PEMEX a migrar con otros proveedores si les proponen una mejor oferta.

2.4.3.5. Regulación de los precios del gas húmedo (actividades iniciales)

Descripción del obstáculo. Los precios a los que PEMEX vende gas húmedo (gas natural con compuestos distintos al metano, como butano, propano y etano) están regulados por la CRE. Antes de la Reforma Energética de 2013, la subsidiaria PEMEX Exploración y Producción (PEP), junto con la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), calculaba el precio interno que PEP podía cobrar a las subsidiarias de PEMEX por el gas húmedo, entre otros hidrocarburos. El Artículo 82 de la Ley de Hidrocarburos establece que la CRE puede crear reglamentos sobre los términos y condiciones, así como sobre los precios de las actividades de hidrocarburos sujetas a la regulación de la CRE. Por tanto, los precios y términos y condiciones en que PEP vende gas húmedo (entre otros productos) a PEMEX TRI, otra subsidiaria de PEMEX, pueden determinarse por la CRE. De acuerdo con el considerando 12 de la resolución RES/389/2014, mientras los recursos materiales y humanos de la CRE para el cálculo de precios y la publicación de los términos y condiciones sean considerados insuficientes por la propia CRE, los precios y términos y condiciones para la venta de todos los hidrocarburos, que incluyen el gas natural húmedo, continuarán aplicándose en 2014. La resolución no es clara, sin embargo, sobre el nivel de precios del gas húmedo vendido por PEP a empresas privadas. Según PEP, la CRE planea emitir una metodología de precios en un futuro cercano, aunque no incluirá términos y condiciones de venta.

Daño a la competencia. Esta restricción limita la capacidad de PEP para vender gas húmedo a otras subsidiarias de PEMEX, pues PEP no puede cobrar el precio de venta que elija. PEMEX menciona que el precio regulado no es un precio competitivo basado en las condiciones actuales del mercado. Además, parece que no existe un mecanismo para que PEMEX venda a terceros; PEMEX no publica un precio para terceros.

Objetivo del legislador. Asegurar que PEMEX TRI tenga un suministro constante de gas húmedo para producir gas seco y gas LP, entre otros hidrocarburos.

2.4.3.6 Recomendación respecto de la regulación asimétrica

La OCDE recomienda que la CRE publique informes periódicos (por ejemplo, anuales) sobre el estado de los mercados en los que PEMEX está sujeta a una regulación asimétrica. En estos informes, la CRE debe explicar los criterios en los que se basa su evaluación para cada mercado y los cambios que aún son necesarios para eliminar la regulación asimétrica.

El equipo de la OCDE ha tenido dificultades para reunir información sobre el estado actual de la regulación asimétrica y cuándo se eliminará. No pudo verificarse la afirmación de la CRE de que la falta de recursos le impide emitir una metodología de precios y actualizar constantemente sus precios. Según los datos de la OCDE, la CRE no publica informes periódicos sobre el estado de los mercados en los que PEMEX está sujeta a una regulación asimétrica. LA CRE argumentó que es imposible emitir ningún criterio fijo (por ejemplo, un umbral de mercado por debajo del cual deba caer la participación de PEMEX en el mercado) que, de cumplirse, llevaría a que se levantara la regulación asimétrica. En cambio, la CRE afirmó que será necesario evaluar la situación caso por caso.

2.4.4. General

2.4.4.1. Requisito de los titulares del permiso para el procesamiento de gas natural de comprar bienes y contratar servicios nacionales

Descripción del obstáculo. La SENER autoriza permisos para el procesamiento de gas natural. Los términos y condiciones del permiso estipulan que los titulares deben elegir bienes o contratar servicios mexicanos si los proveedores mexicanos y extranjeros ofrecen “condiciones equivalentes”, en términos de precios, calidad y plazos de entrega similares. Este reglamento no contiene una definición de “condiciones equivalentes” ni explicaciones adicionales sobre la equivalencia de precios, calidad y puntualidad de entrega. Por tanto, no está claro cómo se determinan las “condiciones equivalentes”, pues dos ofertas casi nunca serán idénticas en términos de precios, calidad y plazos.

Daño a la competencia. La disposición discrimina a los proveedores extranjeros de bienes y servicios. Los proveedores extranjeros deben ofrecer mejores condiciones que sus equivalentes mexicanas para ser elegidos por los titulares de permiso. Esta disposición puede impedir que las empresas privadas contraten al proveedor de su preferencia. No está claro lo que significa el término “condiciones equivalentes”, ya que queda ambiguo cuándo los titulares de permisos deben contratar a un proveedor mexicano en lugar de uno extranjero.

Objetivo del legislador. El objetivo más probable es apoyar a los proveedores mexicanos que comercien con los titulares de permisos. Varias otras jurisdicciones tienen este tipo de disposiciones para ayudar a la economía nacional.

Recomendación. La OCDE recomienda tres opciones para que elija el gobierno mexicano: suprimir la disposición de “condiciones equivalentes”, emitir lineamientos para aclarar cómo y cuándo aplica el término “condiciones equivalentes” o ninguna recomendación, pues el efecto práctico de la disposición es limitado y dos ofertas en condiciones idénticas serían extremadamente raras.

2.4.4.2. Falta de regulación para establecer tarifas

Descripción del obstáculo. De conformidad con los artículos 81 y 82 de la Ley de Hidrocarburos, la CRE debe emitir, previa coordinación con la SENER, una metodología para la fijación de tarifas de los sistemas interconectados de almacenamiento y transporte por ductos. (Según la Ley de Hidrocarburos, en su Artículo 4, fracción XXXVI, un sistema integrado se define como sistema de transporte por ducto y de almacenamiento interconectados, agrupados para efectos tarifarios y que cuentan con condiciones generales para la prestación de los servicios que permiten la coordinación operativa entre las diferentes instalaciones.) De acuerdo con los participantes de la industria, no existe una regulación específica para las tarifas de los sistemas integrados. Las empresas que transportan gas natural requieren un permiso de la CRE. Estos permisos tienen un anexo llamado Términos y Condiciones para la Prestación de los Servicios (TCPS) que establece las tarifas, derechos y obligaciones que los titulares de los permisos deben aplicar a sus usuarios. La CRE aprueba las tarifas máximas que los transportistas pueden cobrar conforme a las modalidades de los servicios (por ejemplo, servicio de base firme, servicio interrumpible).

Daño a la competencia. La falta de una metodología específica que regule la fijación de tarifas dentro de los sistemas integrados crea inseguridad jurídica para los usuarios de la capacidad de transporte de gas natural, pues los titulares de permisos para transportar gas

natural podrían, en teoría, fijar las tarifas a su discreción (siempre que estén por debajo de las tarifas máximas).

Objetivo del legislador. La CRE ya trabaja en una metodología para fijar tarifas de sistemas integrados. Se esperaba que en 2018 se publicarían metodologías específicas para todas las actividades. Sin embargo, parece que solo se publicará la metodología de distribución en 2018; las tarifas restantes se anunciaron para 2019 o 2020. Estas metodologías se establecerán mediante Disposiciones Administrativas de Carácter General (DACG).

Recomendación. La OCDE recomienda establecer regulaciones específicas que proporcionen certidumbre a los usuarios de la capacidad de transporte de gas natural sobre los niveles de las tarifas de transporte. Las tarifas, así como su metodología, deben ser publicadas y de fácil acceso.

2.4.5. *No concordancia de estándares*

Descripción del obstáculo. En la revisión del segmento de actividades intermedias del gas, la OCDE encontró cinco NOM que afirman específicamente que no están en línea con las normas internacionales. Estas son:

- NOM-027-SESH-2010, que establece los requisitos para la administración de la integridad de los ductos en operación para la recolección y transporte de hidrocarburos.
- NOM-117-SEMARNAT-2006, que establece las especificaciones de protección al ambiente durante las actividades de instalación, mantenimiento mayor y abandono, de los sistemas para la conducción de hidrocarburos y petroquímicos en estado líquido y gaseoso.
- NOM-007-ASEA-2016, que establece los requisitos mínimos y especificaciones técnicas de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente, que deben cumplir los regulados para el diseño, construcción, pre-arranque, operación, mantenimiento, cierre y desmantelamiento de los sistemas de transporte de gas natural, etano y gas natural asociado al carbón mineral por medio de ductos.
- NOM-010-ASEA-2016, que establece los requisitos y especificaciones para el diseño, construcción y pre-arranque, operación, mantenimiento, cierre y desmantelamiento de las terminales de carga y las terminales de descarga de gas natural comprimido de módulos de almacenamiento transportables, así como de las estaciones de suministro de gas natural comprimido para vehículos automotores que lo utilicen como combustible.
- NOM-015-SECRE-2013, que establece las características y/o especificaciones, criterios y procedimientos mínimos que se deberán observar en lo relativo al diseño, construcción, seguridad, operación y mantenimiento de los sistemas de almacenamiento de gas LP.

Daño a la competencia. Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado mexicano, así como el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar normas diferentes en México y en el extranjero, lo que generaría costos adicionales. Aunque en la práctica las normas mexicanas se hubieran adaptado (en parte) a las normas internacionales, de no actualizarse el texto legal de las NOM podría existir confusión entre los participantes en el mercado.

Objetivo del legislador. En México, la no concordancia de las NOM debe declararse de conformidad con el Artículo 41, fracción VI, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que las NOM deben contener el grado de conformidad con las normas y criterios internacionales.

Recomendación. La OCDE recomienda actualizar todas las NOM para que, en medida de lo posible, estén en concordancia con las normas internacionales. Algunas prácticas actuales pueden ya estar alineadas con normas internacionales, lo que facilitaría la transición. El Programa Nacional de Normalización para 2018 menciona que cuatro de estas NOM (NOM-027-SESH-2010, NOM-117-SEMARNAT-2006, NOM-007-ASEA-2016 y NOM-015-SECRE-2013) están en proceso de modificación.

2.5. Aguas abajo

El sector aguas abajo comprende la distribución y venta al público de gas LP y gas natural. Los distribuidores son mayoristas que compran gas natural o gas LP a PEMEX o a empresas privadas y lo venden a minoristas. Según la legislación mexicana, la distribución y el venta al público son actividades separadas; sin embargo, en la práctica, los distribuidores a menudo también venden directamente a los usuarios finales.

La OCDE hace 35 recomendaciones a nivel de aguas abajo de los sectores del gas natural y del gas LP por separado, y recomendaciones generales que se refieren a ambos sectores. Estas son:

- Gas LP
 - Permisos municipales relativos a actividades de gas LP:
 - Permisos municipales de uso de suelo para la distribución de gas LP.
 - Permisos municipales a minoristas para vender cilindros de gas LP.
 - Duración de los permisos de la CRE para actividades relacionadas con gas LP.
 - Término para que la CRE expida los permisos de gas LP.
 - Autorización de la CRE de vehículos nuevos para la distribución de gas LP.
 - Régimen de propiedad de los cilindros.
 - Llenado parcial de cilindros de gas LP, conocido como “picteleo”.
 - Sistema de inspección de cilindros de gas LP.
 - No existe una NOM de PROFECO que se ocupe específicamente de la verificación del contenido neto de los cilindros de gas LP.
- Gas natural
 - Duración de los permisos de la CRE para las actividades relativas al gas natural.
 - Intercambio de información con PEMEX Etileno.
- Regulaciones para gas natural y gas LP
 - Falta de una ventanilla única.
 - Inspecciones coordinadas entre la CRE y la ASEA.

- Terceros autorizados para garantizar el cumplimiento de la ley.
- Herramienta de comparación de precios de gas natural y gas LP para consumidores residenciales.
- No concordancia de estándares.

2.5.1. Gas licuado de petróleo (gas LP)

2.5.1.1. Permisos municipales relativos a actividades de gas LP

Como se ha descrito anteriormente, los permisos municipales de construcción se consideran a menudo como el mayor obstáculo para la construcción de nuevos gasoductos. Los distribuidores de gas LP también se enfrentan a varias dificultades debido a los requisitos para obtener permisos municipales en el sector aguas abajo.

Algunas actividades de los distribuidores y minoristas de gas LP requieren permisos municipales para uso del suelo para la distribución de gas LP y para vender cilindros de gas LP.

2.5.1.1.1. Permisos municipales de uso de suelo para distribución de gas LP

Descripción del obstáculo. Los distribuidores suelen tener problemas para obtener permisos municipales de uso de suelo. Las compañías que desean distribuir gas LP mediante plantas de distribución deben solicitar un permiso de la CRE y obtener el uso de suelo correspondiente de las autoridades municipales. De acuerdo con el Artículo 115, fracción V, inciso d, de la Constitución Mexicana, los municipios tienen la facultad de autorizar, controlar y supervisar el uso de la tierra dentro de su competencia. La legislación municipal sobre el uso del suelo difiere significativamente de un municipio a otro. Mientras que en algunas zonas no es un problema, en otras los operadores de gas LP tienen dificultades para acceder a terrenos para las plantas de distribución de gas LP.

Daño a la competencia. Existe incertidumbre sobre si las empresas con permiso de la CRE para distribuir gas LP por medio de las plantas obtendrán un permiso municipal de uso de suelo y llevar a cabo su actividad comercial.

Objetivo del legislador. Probablemente el objetivo es permitir a los gobiernos municipales llevar a cabo la planificación urbana, así como elaborar planes de desarrollo municipal. Este derecho de los municipios está garantizado por el Artículo 115 de la Constitución Mexicana.

Recomendación. La OCDE recomienda crear un área dentro de una dependencia federal para facilitar la actividad de las empresas de gas LP en los municipios y dotar a esa área de suficientes recursos humanos y financieros. Esta área trabajaría dentro de los límites del Artículo 115 de la Constitución Mexicana y respetaría la autonomía municipal en la autorización del uso del suelo. Sus facultades pueden ser:

- Ofrecer formatos de solicitudes de permiso a autoridades municipales;
- Firmar convenios de colaboración con autoridades municipales o estatales.
- Asesorar a los interesados sobre la mejor manera de tratar con las autoridades municipales.
- Publicar un reporte anual sobre la situación de las compañías de gas natural en el nivel local.

- Organizar talleres con autoridades municipales.
- Actuar como *amicus curiae* frente a tribunales en casos en los que los permisos se hayan negado indebidamente.

Para las plantas de distribución de gas LP, esta área podría ofrecer modelos de solicitudes de permisos de uso de la tierra y ofrecer talleres de capacitación.

2.5.1.1.2 Permisos municipales para minoristas relativos a la venta de cilindros de gas LP

Descripción del obstáculo. Los minoristas tienen dificultades para vender cilindros de gas LP a menudo por las complicaciones para obtener permisos municipales. Actualmente, los cilindros de gas LP en México se venden principalmente por distribuidores. Muy pocos minoristas, como supermercados o gasolineras, venden cilindros de gas LP a los consumidores finales desde sus instalaciones. Para vender cilindros portátiles en gasolineras y tiendas minoristas, las empresas necesitan tanto un permiso federal de la CRE como permisos municipales de las autoridades locales. Los permisos municipales suelen ser necesarios para la construcción o renovación de instalaciones. Los permisos municipales, sin embargo, son a menudo difíciles de obtener, pues los requisitos pueden variar según las autoridades municipales y deben obtenerse para cada establecimiento (es decir, individualmente para cada tienda o gasolinera).

Daño a la competencia. La falta de criterios claros para la concesión de permisos municipales parece dificultar la venta de cilindros portátiles en las tiendas minoristas y las gasolineras. La falta de proveedores adicionales, especialmente tiendas minoristas y gasolineras, priva a los consumidores de una mayor diversidad y mejores precios. Según el informe 2018 de la COFECE “La Transición a Mercados Competidos de Energía: Gas LP”, la entrada de un competidor adicional en los mercados regionales de gas LP podría ejercer una presión competitiva adicional sobre los distribuidores tradicionales y dar lugar a una reducción significativa de los precios: hasta 6.56% en las regiones en las que solo hay un distribuidor.¹⁴²

Objetivo del legislador. Es muy probable que los permisos municipales tengan por objeto garantizar que las instalaciones de almacenamiento al menudeo que venden cilindros de gas LP sean seguras. De acuerdo con los incisos d) y f) de la fracción V del Artículo 115 de la Constitución Mexicana, los municipios tienen la facultad de autorizar, controlar y supervisar el uso de la tierra, dentro de su competencia, así como de emitir licencias de construcción.

Recomendación. La OCDE recomienda crear un área dentro de una dependencia federal para facilitar la actividad de las empresas de gas LP en los municipios y dotarla de suficientes recursos humanos y financieros. En el caso de las bodegas de expendio, el área también podría ofrecer modelos de solicitudes de permisos a los municipios. Si la recomendación de la OCDE de aumentar el número de distribuidores de gas LP (especialmente supermercados y gasolineras) se aplica plenamente, y por tanto más supermercados y grandes gasolineras vendieran cilindros portátiles, el beneficio para los consumidores se estima entre MXN 787.1 y 1 338.8 millones. Este cálculo se explica en detalle en el Anexo 2.A.

2.5.1.2. Duración de los permisos de la CRE relativos a las actividades de gas LP

Descripción del obstáculo. Las siguientes actividades relacionadas con el gas LP requieren permiso: tratamiento y refinación de petróleo, importación de gas LP, transporte,

almacenamiento, distribución, comercialización y venta al público. Los requisitos para estos permisos están establecidos en los artículos 50 y 51 de la Ley de Hidrocarburos. Todos estos permisos, a excepción de los de la SENER para importar gas LP, pueden concederse por hasta 30 años y prorrogarse una vez hasta la mitad de su duración original. En total, cada permiso de la CRE puede ser válido por un total de hasta 45 años. Según la CRE, el mismo tipo de permisos se concede por la misma duración a todos los solicitantes de permisos y no se produce discriminación alguna.

Daño a la competencia. La duración de los permisos podría plantear un problema de competencia, porque, debido a la falta de lineamientos, las autoridades podrían discriminar teóricamente entre solicitantes, dentro de una actividad determinada, concediendo permisos con duraciones diferentes a distintos solicitantes. Un competidor que tenga que renovar un permiso con una duración más corta tendría que soportar costos adicionales en comparación con un competidor que posea un permiso con una duración más larga. Sin embargo, parece que en la práctica no se ha producido ninguna discriminación entre competidores.

Objetivo del legislador. El objetivo de este requisito es garantizar que los titulares de permisos cumplan todos los requisitos necesarios para llevar a cabo correctamente las actividades en cuestión. La duración de cada permiso debe depender de cuándo parece razonable reevaluar si se siguen cumpliendo todos los requisitos.

Recomendación. La OCDE recomienda que la CRE emita lineamientos para determinar la duración de los permisos relacionados con el gas LP en función de la actividad específica para dar más transparencia a los participantes en el mercado.

2.5.1.3. Términos de CRE para emitir permisos de gas LP

Descripción del obstáculo. El transporte, almacenamiento, distribución y expendio al público de gas LP requieren un permiso de la CRE (entre otros permisos). Para obtener uno, las empresas interesadas deben completar una solicitud que demuestre que cumplen con las condiciones de los artículos 50 y 51 de la Ley de Hidrocarburos. Estos requisitos incluyen la contratación de un seguro, proveer las especificaciones técnicas de los proyectos y la inversión requerida. La CRE tiene 90 días hábiles después de recibir una solicitud para decidir si concede o rechaza un permiso. Durante los primeros 30 días hábiles, la CRE podrá notificar al solicitante que su solicitud está incompleta y este podrá corregir cualquier omisión o deficiencia en la información o documentación inicialmente proporcionada. En ese caso, el plazo para dictar la resolución queda suspendido y se reanuda el día hábil siguiente a la presentación de la información que falta por parte del solicitante. La CRE redujo de 90 a 78 días hábiles el tiempo de análisis de determinados permisos relacionados con el gas LP para los siguientes casos: 1) comercialización de gas LP y propano, 2) distribución de gas LP por medio de planta de distribución, 3) expendio al público de gas LP en estaciones de servicio de consumo propio, 4) expendio al público de gas LP mediante bodegas de expendio; 5) expendio al público de gas LP en estaciones de servicio específicas, 6) transporte de gas LP por medios de transporte distintos de ductos; y 7) venta de gas LP a través de auto-tanques.

Daño a la competencia. La entrada de nuevos participantes en el mercado podría retrasarse especialmente si, como afirman algunos participantes en el mercado, la CRE tarda demasiado en expedir los permisos y prorroga los plazos oficiales. Los participantes siguen fuera del mercado hasta que obtengan un permiso de la CRE.

Objetivo del legislador. Asegurar que las solicitudes de permisos estén completas para que la CRE pueda tomar sus decisiones con base en todos los hechos relevantes. La CRE

ha estado trabajando en la reducción de sus plazos para analizar las solicitudes de permisos de gas natural y gas LP.

Recomendación. La OCDE recomienda que la CRE publique un informe anual con estadísticas sobre el tiempo promedio que tarda en expedir los diferentes permisos, así como la frecuencia con la que se requiere información adicional. Además, se deben justificar los casos en que la CRE no cumple con sus propios plazos. La OCDE insta a la CRE a que siga con sus esfuerzos para reducir el plazo de expedición de permisos.

2.5.1.4. Autorización de la CRE para que nuevos vehículos distribuyan gas LP

Descripción del obstáculo. Si una empresa titular de un permiso de la CRE para distribuir gas LP mediante plantas decide adquirir vehículos nuevos (es decir, autotanques o camiones), tiene que presentar una solicitud a la CRE para actualizar el título del permiso (emitido como autorización). Las compañías no tienen permitido usar nuevos vehículos antes de que la CRE haya actualizado su permiso. Una vez emitida la autorización, la CRE registra los nuevos vehículos. Para autorizar la actualización de los permisos, la CRE solicita a los titulares de los permisos que presenten una póliza de seguro de daños para los vehículos y un dictamen técnico.

Daño a la competencia. Las empresas con permisos para distribuir gas LP por medio de las plantas no pueden utilizar inmediatamente los vehículos recién adquiridos (autotanques y camiones). Según los participantes del mercado, en la práctica los solicitantes no suelen esperar a recibir la autorización y utilizan los vehículos nuevos directamente después de comprarlos, lo que supone una infracción de la disposición.

Objetivo del legislador. Garantizar que los nuevos vehículos (es decir, autotanques y camiones) adquiridos por los distribuidores de gas LP sean adecuados para llevar a cabo su actividad.

Recomendación. La OCDE recomienda que las empresas titulares de permisos para distribuir gas LP mediante plantas solo tengan que notificar a la CRE la adquisición de nuevos vehículos. Como parte de esa notificación, las empresas deben confirmar que cumplen con la NOM-007-SESH-2010, así como proporcionar la póliza de seguro del vehículo.

2.5.1.5. Régimen de propiedad de los cilindros de gas LP

Descripción del obstáculo. En México actualmente existen dos tipos de cilindros de gas LP: los marcados por los distribuidores de gas LP y los genéricos. Los cilindros marcados solo pueden llenarse por el distribuidor que los marcó, mientras que los cilindros genéricos pueden llenarse por cualquier distribuidor de gas LP. Los cilindros marcados pueden intercambiarse entre los distribuidores (por ejemplo, un distribuidor A puede entregar un nuevo cilindro marcado a un cliente y, a cambio, aceptar un cilindro (vacío) del distribuidor B). Sin embargo, no existe regulación que determine los términos del intercambio de cilindros entre distribuidores de gas LP. Internacionalmente existen dos enfoques generales para la regulación de los cilindros:

- Solo tienen cilindros de marca en el mercado para preservar los incentivos de los distribuidores a invertir en la renovación de cilindros y cambiarlos regularmente por otros nuevos, así como para garantizar la responsabilidad de los distribuidores tras los accidentes.

- Contar con cilindros genéricos y de marca, pues si todos los cilindros fueran de marca, los operadores del mercado que utilizan cilindros genéricos que no pueden permitirse marcar cilindros (en su mayoría, pequeños distribuidores) tendrían que salir del mercado. Los competidores potenciales también tendrían dificultades para entrar en el mercado.

Daño a la competencia. La falta de regulación del intercambio de cilindros entre distribuidores puede propiciar el efecto cerrojo (*lock-in*) en los consumidores. Por ejemplo, un cliente que compró un cilindro al distribuidor A puede tener dificultades para cambiar el cilindro vacío si ningún otro distribuidor que no sea A acepta el cilindro para el cambio. Por tanto, es más probable que el cliente compre nuevamente gas del distribuidor A para evitar pagar varios depósitos.

Objetivo del legislador. Las autoridades en México no han decidido qué modelo seguir. Sin embargo, la CRE elabora nuevas Disposiciones Administrativas de Carácter General para un programa de intercambio de cilindros basada en su análisis de 11 países. El objetivo de este programa es pasar del actual régimen dual de cilindros de marca y genéricos a un sistema exclusivamente de marca que, según la CRE, sería la mejor solución.

Recomendaciones. La OCDE recomienda que se emitan normas que aborden lo siguiente:

- intercambio de cilindros de marca
- depósitos estandarizados para el intercambio
- creación de centros de intercambio de cilindros
- obligar a los distribuidores de cilindros de marca a aceptar los cilindros de marca de los competidores
- impedir que los distribuidores de cilindros de marca retengan los cilindros de la competencia.

La OCDE no formula recomendaciones respecto de que sea preferible el sistema de marca o el genérico, pues parece un asunto de seguridad, no de competencia. Sin embargo, si las autoridades mexicanas se inclinan por un sistema de cilindros de marca, la OCDE recomienda un periodo de transición para no imponer innecesariamente altos costos a los pequeños distribuidores que ya operan con cilindros sin marca.

2.5.1.6. Llenado parcial de cilindros de gas LP, conocido como *pictileo*

Descripción del obstáculo. En agosto de 2017, la ASEA emitió una NOM de emergencia que establece los requisitos y especificaciones mínimos de seguridad industrial y operativa para la recarga total o parcial de cilindros portátiles presurizados en gasolineras de gas LP. Antes de la emisión de la NOM de ASEA, esta área no estaba regulada, aunque las estaciones de servicio de gas LP realizaban habitualmente el llenado total o parcial de cilindros. La práctica, conocida como *pictileo*, existe en México desde hace años, pues muchos hogares de bajos ingresos no pueden permitirse comprar cilindros completos. Para agosto de 2018, ninguna estación de servicio en todo el país ha cumplido con la NOM de la ASEA.

Daño a la competencia. Según los operadores del mercado, algunos requisitos de la NOM son estrictos y su cumplimiento supondría costos excesivos para las estaciones de servicio de gas LP. Los requisitos excesivos incentivan el llenado ilegal total o parcial de cilindros en las gasolineras de gas LP y que las empresas que cumplen con esta NOM se verían seriamente perjudicadas en comparación con los competidores que la ignoran.

Objetivo del legislador. Asegurarse de que las estaciones de servicio de gas LP llenen los cilindros en condiciones de seguridad adecuadas.

Recomendación. La OCDE recomienda reevaluar las condiciones de seguridad teniendo en cuenta las normas internacionales. Con el fin de prevenir prácticas ilegales, se deben fijar multas para garantizar que las estaciones de servicio que llenan cilindros cumplan con la NOM. La OCDE alienta a la ASEA a continuar su trabajo en curso sobre la revisión de la NOM.

2.5.2.7. Sistema de inspección para cilindros de gas LP

Descripción del obstáculo. La NOM-011/1-SEDG-1999 establece las condiciones mínimas de seguridad para los contenedores portátiles —cilindros de menos de 25 kg de peso total) en los que se distribuye gas LP. Contiene especificaciones para marcar estos cilindros de modo que sus distribuidores sean rastreables. Las empresas deben inspeccionar visualmente cada cilindro antes de que se llene con gas LP, y los cilindros con posibles abolladuras, incisiones, agujeros o corrosión ya no deben utilizarse. La NOM prevé que para las plantas de almacenamiento para distribución donde en promedio se llenen menos de 1 000 cilindros al día, el distribuidor debe revisar 10% de los cilindros diariamente. Para las plantas de almacenamiento para distribución en las que por término medio se llenen más de 1 000 cilindros al día, deben inspeccionarse 200 cilindros al día.

Daño a la competencia. La diferencia de la disposición en el número de inspecciones de cilindros discrimina a las instalaciones de almacenamiento que llenan más de 2 000 cilindros al día. Por ejemplo, si en el almacén A se llenan 950 cilindros al día, habría que inspeccionar 95 cilindros (10%). Si en el almacén B se llenan 1 050 cilindros al día, habría que inspeccionar 200 cilindros (19.05%). Por tanto, sería mucho más costoso para la planta de almacenamiento B cumplir con el requisito de inspección. No está claro por qué un mayor número de cilindros llenos requiere un mayor porcentaje de inspecciones.

Objetivo del legislador. Asegurarse de que los cilindros de gas LP no constituyan un peligro para las personas que las manipulan.

Recomendación. La OCDE recomienda un sistema de inspección más gradual en los porcentajes de cilindros. Por ejemplo, se podría introducir un sistema que requiera que una instalación de almacenamiento en la que se llenan menos de 2 000 cilindros al día inspeccione 10%, mientras que para las instalaciones en las que se llenan más de 2 000 cilindros al día, se inspeccione un total de 200 (o un porcentaje por debajo de 10%).

2.5.2.8. Inexistencia de una NOM de la PROFECO que se ocupe específicamente de la verificación del contenido neto de los cilindros de gas LP

Descripción del obstáculo. La NOM-002-SCFI-2011 se ocupa de la verificación del contenido neto de los productos preenvasados. Se aplica al contenido neto de los cilindros de gas LP y a muchos otros productos, como botellas de refrescos. No existe una NOM específica de PROFECO sobre cómo verificar el contenido de los cilindros de gas LP.

Daño a la competencia. La falta de una NOM específica para los cilindros de gas LP puede dejar a la PROFECO demasiada discreción a la hora de verificar el contenido de los cilindros y poner en desventaja a algunos distribuidores de gas LP; por ejemplo, si la PROFECO utiliza su amplia discreción y favorece a un distribuidor sobre otro a pesar de encontrarse en situaciones similares. Una NOM más específica y detallada podría prevenir esto.

Objetivo del legislador. La NOM busca garantizar que los clientes de productos preenvasados reciban el contenido neto por el cual pagan.

Recomendación. La OCDE recomienda la emisión de una NOM que se ocupe específicamente de la verificación del contenido neto de los cilindros de gas LP. Se deben tener en cuenta las normas internacionales a fin de no generar barreras a la entrada.

2.5.2. Gas natural

2.5.2.1. Duración de los permisos de la CRE para actividades relativas al gas natural

Descripción del obstáculo. Las siguientes actividades relacionadas con el gas natural requieren un permiso de la CRE: procesamiento de gas natural; exportación de gas natural; transporte, almacenamiento, distribución, compresión, descompresión, licuefacción, regasificación, comercialización, expendio al público y gestión de sistemas integrados. (La fracción XXXVI del Artículo 4 de la Ley de Hidrocarburos define un sistema integrado como un sistema de transporte por ducto y de almacenamiento interconectados, agrupados para efectos tarifarios y que cuentan con condiciones generales para la prestación de los servicios que permiten la coordinación operativa entre las diferentes instalaciones.) Todos estos tipos de permisos, a excepción de los permisos de exportación de gas natural de la SENER, pueden concederse hasta por 30 años, y prorrogarse una sola vez por hasta la mitad de su duración original. Por tanto, cada permiso de la CRE puede ser válido por un total de hasta 45 años. Según la CRE, se concede la misma duración para el mismo tipo de permiso a todos los solicitantes y no se produce discriminación alguna. Sin embargo, como no existen lineamientos, teóricamente sería posible que la CRE y la SENER otorgaran permisos con diferentes duraciones a diferentes solicitantes para la misma actividad.

Daño a la competencia. La duración de los permisos puede plantear un problema de competencia porque, debido a la falta de lineamientos, las autoridades podrían discriminar teóricamente entre solicitantes, dentro de una actividad determinada, concediendo permisos con duraciones diferentes a distintos solicitantes. Un competidor que tenga que renovar un permiso con una duración más corta tendría que soportar costos adicionales en comparación con un competidor que posea un permiso con una duración más larga. Sin embargo, parece que en la práctica no se ha producido ninguna discriminación entre competidores.

Objetivo del legislador. El objetivo de solicitar un permiso es que los titulares cumplan todos los requisitos necesarios para llevar a cabo adecuadamente las actividades en cuestión. La duración de cada permiso debe depender del tiempo que parezca razonable conceder antes de reevaluar si se siguen cumpliendo todos los requisitos.

Recomendación. La OCDE recomienda que la CRE emita lineamientos para determinar la duración de los permisos relacionados con el gas natural dependiendo de la actividad específica, con el fin de dar mayor transparencia a los participantes del mercado.

2.5.2.2. Intercambio de información con PEMEX Etileno

Descripción del obstáculo. PEMEX Etileno es una filial de PEMEX que produce, distribuye y comercializa derivados del metano (principal componente del gas natural). La gerencia de comercialización de PEMEX Etileno tiene la responsabilidad de estar en contacto con asociaciones industriales y productores petroquímicos para intercambiar información sobre los mercados en los que PEMEX Etileno está presente, así como para

encontrar nuevas oportunidades de negocios y proyectos de inversión. La disposición no especifica el alcance de la información de mercado que se intercambia.

Daño a la competencia. Esta disposición puede facilitar la colusión, pues establece que PEMEX Etileno debe coordinarse con los productores, distribuidores y minoristas de metano.

Objetivo del legislador. El objetivo de la disposición es permitir a PEMEX Etileno adquirir información de mercado que le ayude a planificar nuevos proyectos de inversión o a llevar a cabo sus negocios.

Recomendación. La OCDE recomienda aclarar en la legislación que PEMEX Etileno debe tomar en cuenta el Artículo 53, fracción V, de la Ley Federal de Competencia Económica y los lineamientos de la COFECE sobre intercambio de información (Guía 007/2015: Guía para el Intercambio de Información entre Agentes Económicos),¹⁴³ que orienta sobre cómo la COFECE evalúa el intercambio de información entre agentes económicos.

2.5.3. Regulación sobre gas natural y gas LP en el segmento de aguas abajo

2.5.3.1. Ventanilla única

Descripción del obstáculo. No existe una ventanilla única en la cual los participantes del mercado puedan tratar con las autoridades de gas LP o gas natural.

Daño a la competencia. Los participantes en los sectores del gas LP y gas natural tienen que solicitar y tratar por separado con la ASEA, la CRE y la CNH. Los participantes de la industria han dicho que a veces no está claro con qué autoridad ponerse en contacto y que puede haber dobles controles, lo que obliga a las empresas a proporcionar la misma información dos veces.

Objetivo del legislador. En su informe de 2017 *Impulsando el desempeño en los órganos reguladores en materia energética de México*, la OCDE recomendó establecer “una circunscripción que pueda trabajar en un enfoque coordinado para apoyar la simplificación administrativa, así como la aplicación e inspección en el sector, con el fin de crear sinergias entre los reguladores y minimizar los costos para la industria regulada”.¹⁴⁴ La ASEA, la CRE y la CNH trabajan en una ventanilla única y han avanzado en la materia. De hecho, a principios de 2018, los tres organismos decidieron crear la Oficina de Asistencia Coordinada del Sector Energético (ODAC), cuyo objeto es prestar asistencia a las empresas en procesos en los que interviene más de un organismo regulador de la energía. Según la CRE, el ODAC es un primer paso en la creación de una ventanilla única.

Recommendation. La OCDE recomienda introducir una ventanilla única para los procedimientos relacionados con la ASEA, la CRE y la CNH, y posiblemente, también con la SENER y el SAT.

2.5.3.2. Visitas de verificación de la CRE y la ASEA

Descripción del obstáculo. Las empresas que operan en los sectores del gas LP y del gas natural están sujetas a las visitas de verificación de la CRE y la ASEA. Según los participantes del mercado, si bien la legislación establece claramente las facultades de las dos autoridades —a saber, la CRE regula los sectores de los hidrocarburos en las etapas intermedias y finales del proceso para promover el desarrollo eficiente de la industria, mientras que la ASEA supervisa la seguridad industrial y operativa y la protección del medio ambiente a lo largo de toda la cadena de valor de los hidrocarburos—, en la práctica

parece haber cierta superposición de los requisitos exigidos por las autoridades durante las visitas de verificación. Hasta donde la OCDE sabe, solo la CRE tiene lineamientos para realizar visitas de verificación (Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide los criterios y la metodología para determinar las visitas de verificación o inspección que deberán llevarse a cabo, publicado en el DOF el 11 de noviembre de 2016). La metodología de la CRE se basa en el informe de la OCDE de 2014 *Regulatory Enforcement and Inspections*.¹⁴⁵ No se encontraron pautas similares para ASEA.

Daño a la competencia. Debido a la falta de directrices de la ASEA, es difícil verificar si son ciertas las afirmaciones de los participantes del mercado sobre la duplicación de requisitos durante las visitas de verificación de la CRE y la ASEA. De ser así, las empresas que operan en los sectores del gas LP y del gas natural podrían estar incurriendo en costos dobles por la duplicación de las necesidades. Esto podría tener un mayor impacto en las pequeñas empresas, pues los costos de verificación pueden representar una mayor proporción de sus costos globales.

Objetivo del legislador. Parece haber una falta de coordinación entre la ASEA y la CRE al llevar a cabo las visitas de inspección. Una de las recomendaciones del informe de la OCDE de 2017 *Impulsando el desempeño de los reguladores de energía de México* fue: “Asegurar que las superposiciones se mantengan al mínimo entre las agencias, aclarando y alineando sus objetivos y prioridades y comunicando públicamente estas prioridades”.¹⁴⁶ La CRE señala que creó, junto con la ASEA y el CNH, la Oficina de Asistencia Coordinada del Sector Energético (ODAC), cuyo objetivo es coordinar los procesos que involucran a más de un regulador energético. Asimismo, la CRE afirma que ya realizó una visita de verificación conjunta con la ASEA en 2017. Por último, la CRE también dice que las visitas de verificación de distintos organismos tienen fines diferentes.

Recomendación. La OCDE recomienda emitir lineamientos para las visitas de verificación coordinadas de la CRE y la ASEA, así como establecer un órgano interinstitucional entre la CRE y la ASEA para coordinar las visitas de inspección. Si bien las visitas de inspección de la CRE y la ASEA no tienen los mismos fines, es posible que todavía haya cierta duplicación que permita realizar visitas de inspección conjuntas.

2.5.3.3. Terceros autorizados que garanticen el cumplimiento de la ley

Descripción del obstáculo. ASEA utiliza “terceros autorizados” para la supervisión, vigilancia, evaluación, investigación y auditoría de las Disposiciones Administrativas de Carácter General (DACG) que emite. Concede autorizaciones a personas morales para que se conviertan en “terceros en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección del medio ambiente en el sector de los hidrocarburos”. Para las empresas que operan en los sectores del gas LP y del gas natural se requieren terceros autorizados por ASEA. Los solicitantes de la autorización para ser terceros deben, entre otros requisitos, presentar su declaración fiscal del año anterior, contratar un seguro de responsabilidad civil, disponer de un sistema de calidad que cumpla con la norma internacional ISO 9001 o equivalente y firmar una declaración de no conflicto de intereses. Además, los solicitantes deben cumplir los requisitos técnicos específicos del reglamento en cuestión. La ASEA organiza convocatorias para entidades corporativas interesadas en convertirse en terceros autorizados, que se publican en el DOF. Al 12 de marzo de 2018, la ASEA había realizado nueve convocatorias, que están abiertas al público, por lo que las partes interesadas pueden presentar su candidatura en cualquier momento. No obstante, los operadores del mercado afirman que el limitado número de terceros autorizados da lugar a comisiones elevadas por

sus servicios (según algunos operadores del mercado, hasta ocho veces más elevadas que las de los terceros no autorizados).

Daño a la competencia. La competencia entre terceros autorizados es limitada porque en la actualidad hay muy pocos activos en el mercado. Su contratación puede resultar costosa para las empresas de los sectores de gas LP y gas natural.

Objetivo del legislador. La ASEA utiliza terceros autorizados para garantizar el cumplimiento de las normas de seguridad industrial y operativa y de protección del medio ambiente. Según la ASEA, el bajo número de terceros autorizados se debe a la falta de candidatos adecuados.

Recomendación. La OCDE recomienda tomar medidas adicionales para aumentar el número de terceros autorizados por la ASEA en el mercado. Estas medidas podrían incluir la reevaluación de las condiciones de autorización de terceros autorizados y una mayor publicidad de las convocatorias para terceros autorizados.

2.5.3.4. Herramienta de comparación de precios de gas natural y gas LP para consumidores residenciales

Descripción del obstáculo. Actualmente no existe una base de datos de fácil acceso que permita a los consumidores residenciales comparar los precios del gas LP con los del gas natural. Según los participantes del sector, los precios del gas natural para los consumidores residenciales pueden ser de 15% a 20% más bajos que los del gas LP; sin embargo, hay poca difusión o conocimiento de las diferencias de precios entre los consumidores.

Daño a la competencia. Los consumidores residenciales no tienen fácil acceso a las comparaciones de precios del gas LP y el gas natural, por lo que podrían no tomar decisiones óptimas.

Objetivo del legislador. La CRE afirma que actualmente trabaja en una herramienta para comparar los precios al consumidor final del gas LP y el gas natural.

Recomendación. La OCDE recomienda introducir una herramienta (como una página web o una aplicación) que permita a los consumidores residenciales comparar los precios del gas LP y del gas natural en su zona. La información publicada en esta herramienta debe presentarse de forma agregada (es decir, el precio promedio en esa área) para evitar que la herramienta dé lugar a un intercambio ilegal de información y a una coordinación entre distribuidores.

2.5.3.5. No concordancia de estándares

Descripción del obstáculo. En esta revisión del segmento de actividades finales, la OCDE encontró 22 NOM que mencionan textualmente su falta de concordancia con normas internacionales. Estas fueron:

- NOM-001-SESH-2014, que establece los requisitos técnicos y de seguridad mínimos para el diseño y construcción y operación de plantas de distribución de GLP.
- NOM-002-SECRE-2010, que establece los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplirse en términos de diseño, materiales, construcción, instalación, pruebas de hermeticidad, operación, mantenimiento y seguridad de las instalaciones de gas natural.

- NOM-002-SESH-2009, que establece los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplirse en términos de diseño, construcción, operación y condiciones de seguridad en las bodegas de distribución de gas LP.
- NOM-003-ASEA-2016, que establece las especificaciones y criterios técnicos de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente de los sistemas de distribución de gas natural y de gas LP por ductos.
- NOM-003-SEDG-2004, que establece los requisitos técnicos mínimos de seguridad que se deben observar y cumplir en el diseño y construcción de estaciones de gas LP.
- NOM-004-SEDG-2004, que establece las especificaciones técnicas mínimas de seguridad para el diseño, construcción y modificación de las instalaciones fijas y permanentes de aprovechamiento de gas LP.
- NOM-005-SESH-2010, que establece los requisitos mínimos de seguridad, especificaciones y métodos de prueba que deben cumplir los reguladores y/o reguladores-vaporizadores utilizados en los equipos de carburación que utilizan gas LP.
- NOM-006-SESH-2010, que los requisitos técnicos mínimos de diseño, construcción, operación, seguridad y capacitación que deben cumplir los talleres de equipos de carburación a gas LP.
- NOM-007-SESH-2010, que establece las condiciones mínimas de seguridad, operación y mantenimiento que se deben cumplir en lo que refiere al uso de vehículos para el transporte y distribución de gas LP.
- NOM-009-SESH-2011, que establece las especificaciones mínimas de diseño y fabricación de los recipientes sujetos a presión para contener gas LP para el transporte o distribución de gas LP en auto-tanques, remolques y semirremolques.
- NOM-010-SESH-2012, que establece los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplir los aparatos de uso doméstico que se empleen para cocinar alimentos y que utilicen gas LP o gas natural.
- NOM-011/1-SEDG-1999, que establece las condiciones mínimas de seguridad de los recipientes portátiles para contener gas LP.
- NOM-011-SECRE-2000, que establece los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplir las instalaciones vehiculares para el uso de gas natural comprimido.
- NOM-011-SESH-2012, que establece los requisitos mínimos de seguridad, especificaciones, métodos de prueba, marcado e información comercial que deben cumplir los calentadores de agua que utilizan como combustible gas LP o gas natural.
- NOM-012-SESH-2010, que establece los requisitos mínimos de seguridad, los métodos de prueba que deben cumplir los calefactores de ambiente de uso doméstico, que empleen como combustible gas LP o gas natural.
- NOM-013-SEDG-2002, que establece los métodos para la medición por ultrasonido y para la evaluación de los espesores de la sección cilíndrica y casquetes de los recipientes tipo no portátil destinados a contener gas LP.
- NOM-014-SESH-2013, que establece las especificaciones, los requisitos mínimos de seguridad y los métodos de prueba con que deben cumplir la conexión integral,

la conexión integral flexible y la conexión flexible que se utilizan en las instalaciones de aprovechamiento de gas LP o gas natural.

- NOM-015-SESH-2013, que establece las especificaciones, requisitos mínimos de seguridad, así como los métodos de prueba que deben cumplir los reguladores que se utilizan en instalaciones de aprovechamiento de gas LP.
- NOM-016-CRE-2016, que tiene como objeto establecer las especificaciones de calidad que deben cumplir los petrolíferos en cada etapa de la cadena de producción y suministro, en territorio nacional, incluyendo su importación.
- NOM-042-SEMARNAT-2003, que establece los límites máximos permisibles de emisión de partículas provenientes del escape de los vehículos automotores nuevos cuyo peso bruto vehicular no exceda los 3 857 kg, que usan gasolina, gas LP, gas natural y diésel.
- NOM-047-SEMARNAT-2014, que establece las características del equipo y el procedimiento de medición, para la verificación de los límites máximos permisibles de emisión de contaminantes provenientes de los vehículos automotores que usan gasolina, gas LP, gas natural u otros combustibles alternos.
- NOM-076-SEMARNAT-2012, que establece los límites máximos permisibles de emisiones provenientes del escape de motores nuevos con peso bruto vehicular mayor a 3 857 kg que usan gasolina, gas LP, gas natural y otros combustibles alternos.

Daño a la competencia. El acceso de los competidores extranjeros al mercado mexicano puede verse obstaculizado, al igual que el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar diferentes conjuntos de normas en México y en el extranjero, lo que podría significar costos adicionales. Incluso en el caso de que las normas mexicanas se hayan adaptado recientemente (parcialmente) a las normas internacionales, si no se actualiza el texto legal de la NOM, puede haber confusión entre los participantes del mercado.

Objetivo del legislador. En México, la falta de concordancia de las NOM debe divulgarse de acuerdo con el Artículo 41, sección VI, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que la NOM debe contener un grado de concordancia con las normas y criterios internacionales.

Recomendación. La OCDE recomienda actualizar todas las NOM para que en la medida de lo posible estén en concordancia con las normas internacionales. Es posible que algunas de las prácticas actuales ya se ajusten a las normas internacionales, lo que podría facilitar la transición. Debe señalarse en la NOM si no existen actualmente normas internacionales o mejores prácticas. El *Programa Nacional de Normalización para 2018* menciona que cuatro de estas NOM están en proceso de modificación (NOM-001-SESH-2014, NOM-002-SESH-2009, NOM-003-SEDG-2004 y NOM-007-SESH-2010), y que 12 se cancelarán o reemplazarán (NOM-002-SECRE-2010, NOM-004-SEDG-2004, NOM-005-SESH-2010, NOM-006-SESH-2010, NOM-009-SESH-2011, NOM-011/1-SEDG-1999, NOM-011-SESH-2012, NOM-013-SEDG-2002, NOM-014-SESH-2013, NOM-016-CRE-2016, NOM-042-SEMARNAT-2003 y NOM-047-SEMARNAT-2014).

Notas

¹ El Sistema de Clasificación Industrial de América del Norte (SCIAN), conocido como North American Industry Classification System (NAICS) en Estados Unidos y Canadá; se elaboró conjuntamente por Estados Unidos, Canadá y México para facilitar la comparación de estadísticas de negocios entre los tres países. No obstante, persisten ciertas diferencias entre algunos códigos SCIAN en México y en los Estados Unidos y Canadá. Respecto del gas natural, este informe aborda los grupos 21, 22, 32 y 48 del SCIAN, incluso los subgrupos relevantes. Respecto de la extracción de gas natural, la categoría principal es SCIAN 21, “minería”, e incluye las siguientes subcategorías: SCIAN 211110, “extracción de petróleo y gas” (es decir, establecimientos encargados de la extracción de petróleo crudo y de hidrocarburos crudos en estado gaseoso, por ejemplo, gas natural) y SCIAN 213111, “perforación de pozos petroleros y de gas”. La categoría principal SCIAN 22, “Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, suministro de agua y de gas por ductos al consumidor final”, incluye la siguiente subcategoría: SCIAN 222210 “suministro de gas [natural] por ductos al consumidor final”. La categoría general SCIAN 32, “industrias manufactureras”, incluye la subcategoría SCIAN 325110, “fabricación de petroquímicos básicos del gas natural y del petróleo refinado”, es decir, establecimientos dedicados principalmente a la fabricación de petroquímicos básicos como hidrocarburos acíclicos —etileno, propileno y butileno— e hidrocarburos cíclicos aromáticos —benceno, tolueno, xileno y estireno—, a partir del gas natural, hidrocarburos líquidos —gas natural licuado y gasolina natural— y petróleo refinado. La categoría general SCIAN 48, “transportes, correos y almacenamiento” incluye las subcategorías SCIAN 483113, “transporte marítimo de petróleo y gas natural” —establecimientos dedicados principalmente al transporte de petróleo crudo y gas natural por mar, ya sea transporte marítimo de altura o de cabotaje—, SCIAN 486210, “transporte de gas natural por ductos”, y SCIAN 486910, “transporte por ductos de productos refinados del petróleo” —establecimientos dedicados principalmente al transporte por ductos de productos refinados del petróleo, como petróleo refinado, líquidos del gas natural, gasolina, y el transporte de otros productos refinados del petróleo no clasificados en otra parte—.

² Respecto del gas LP, el informe aborda los grupos 21, 22, 32, 43 y 46 del SCIAN, incluso los subgrupos relevantes. En cuanto a la extracción de gas, la categoría principal SCIAN 21, “minería”, incluye las siguientes subcategorías: SCIAN 211110, “extracción de petróleo y gas” (es decir, establecimientos encargados de la extracción de petróleo crudo y de hidrocarburos crudos en estado gaseoso), y SCIAN 213111, “perforación de pozos petroleros y de gas”. La categoría principal SCIAN 22, “Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, suministro de agua y de gas por ductos al consumidor final”, incluye la subcategoría SCIAN 222210, “suministro de gas vía ductos a los consumidores finales”. La categoría general SCIAN 32, “industrias manufactureras”, incluye la subcategoría SCIAN 324110, “refinamiento del petróleo” (es decir, establecimientos dedicados principalmente a la refinación del petróleo crudo). La categoría principal SCIAN 43, “comercio al por mayor”, incluye la subcategoría SCIAN 434230, “comercio al por mayor de combustibles de uso industrial”. Finalmente, la categoría principal SCIAN 46, “comercio al por menor”, incluye la subcategoría SCIAN 468412, “comercio al por menor de GLP en cilindros y para tanques estacionarios”, y SCIAN 468413, “comercio al por menor de gas LP en estaciones de carburación”.

³ Artículo 4, fracción XVII, de la Ley de Hidrocarburos (publicada en el DOF el 11 de agosto de 2014).

⁴ Artículo 4, fracción XVI, de la Ley de Hidrocarburos.

⁵ OECD/IEA (2017), *Energy policies beyond IEA countries: Mexico 2017*, p. 23, www.iea.org/publications/freepublications/publication/EnergyPoliciesBeyondIEACountriesMexico2017.pdf (consultado el 24 de julio de 2018).

⁶ *Ibid.*, pp.9 y 23.

⁷ Bahadori A., (2014), “Natural Gas Processing: Technology and Engineering Design”, capítulo 1, Elsevier, Ámsterdam.

⁸ *Ibid*, p.7.

⁹ EIA (2015), *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Mexico*, www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Mexico_2013.pdf (consultado el 24 de julio de 2018).

¹⁰ Por ejemplo, el 13 de octubre de 2016, de acuerdo con *Forbes México*, 27 de diciembre de 2017, la CNH aprobó, sin un marco legal, actividades de fractura hidráulica en cinco áreas: Miquetla, Miahuapan, Soledad, Amatitlán y Pitepec, en Veracruz, www.forbes.com.mx/gas-shale-un-mal-negocio-para-mexico (consultado el 24 de julio de 2018).

¹¹ CNH (2017), *Gaceta Trimestral*, enero-marzo, núm. 10, www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/236525/Gaceta_010_web.pdf (consultado el 24 de julio de 2018).

¹² United Nations Statistics Division (abril 2018), *Guidelines for the 2016 United Nations Statistics Division: Annual Questionnaire on Energy Statistics*, <https://unstats.un.org/unsd/energy/Energy-Questionnaire-Guidelines.pdf> (consultado el 24 de julio de 2018).

¹³ Abdel-Aal, H.K. (s.f.), “Natural gas processing”, National Research Center (NRC), El Cairo, Egipto, www.eolss.net/sample-chapters/c08/e6-185-10.pdf (consultado el 24 de julio de 2018).

¹⁴ CNIH, “Producción nacional de petróleo y gas”, https://portal.cnih.cnh.gob.mx/downloads/es_MX/estadisticas/Producci%C3%B3n%20nacional%20de%20petr%C3%B3leo%20y%20gas.pdf (consultado el 24 de julio de 2018)

¹⁵ SENER (2017a), *Prospectiva de gas natural 2017-2031*, www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/286233/Prospectiva_de_Gas_Natural_2017.pdf (consultado el 24 de julio de 2018).

¹⁶ Además, PEMEX tenía derechos exclusivos para producir petroquímicos básicos y gas LP, y para vender esos hidrocarburos al menudeo.

¹⁷ Véanse los artículos 6 al 10 de la Ley de Hidrocarburos. Mediante una asignación, el Ejecutivo federal otorga a una EPE el derecho exclusivo para explorar y extraer hidrocarburos en un área asignada por un periodo específico.

¹⁸ Artículo 15 de la Ley de Hidrocarburos.

¹⁹ Artículo 18 de la Ley de Hidrocarburos.

²⁰ Lexoil Consultores, “Contratos para la Exploración y Explotación de hidrocarburos”, www.lexoil.com.mx/uncategorized/contratos-para-la-exploracion-y-explotacion-de-hidrocarburos/ (consultado el 24 de julio de 2018).

²¹ *Ibid*.

²² PwC (2014), “Reforma Energética Resumen del proyecto de decreto que expide las leyes secundarias en materia de hidrocarburos”, www.pwc.com/mx/es/industrias/archivo/2014-05-secundarias-hidrocarburos.pdf (consultado el 24 de julio de 2018).

²³ Lexoil consultores, “Contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos”, www.lexoil.com.mx/uncategorized/contratos-para-la-exploracion-y-explotacion-de-hidrocarburos/ (consultado el 24 de julio de 2018).

²⁴ Véase <https://rondasmexico.gob.mx/cnh-cifra-inicio/> (consultado el 24 de julio de 2018).

²⁵ La base legal para esto fue el artículo transitorio sexto del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía, publicado en el DOF el 20 de diciembre de 2013.

²⁶ El 13 de agosto de 2014 la SENER otorgó a PEMEX 489 asignaciones: 108 para exploración, 286 para extracción y 95 se otorgaron de manera temporal (es decir, hasta que el Estado mexicano las licite) para áreas de producción. SENER (2017b), *Plan quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019*, www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/196169/Plan_Quinquenal_2017_vf.pdf (consultado el 24 de julio de 2018). En total, PEMEX recibió 34 800 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce) en recursos prospectivos, o 31% del total de recursos prospectivos; y 20 589 MMbpce en reservas 2P, las cuales correspondieron entonces a 83% de las reservas totales 2P, www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/55590/Ficha_tecnica_R0.pdf (consultado el 24 de julio de 2018).

²⁷ SENER (2017b), *Plan quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019*, www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/196169/Plan_Quinquenal_2017_vf.pdf (consultado el 24 de julio de 2018).

²⁸ *Ibid.*

²⁹ Estimado con información de licitaciones y contratos de <https://portal.cnih.cnh.gob.mx/estadisticas.php> (consultado el 24 de julio de 2018).

³⁰ Los ganadores de la **primera convocatoria de la Ronda Uno** fueron: 1) Sierra Oil & Gas, Talos Energy y Premier Oil; y 2) Sierra Oil & Gas, Talos Energy y Premier Oil. **Segunda convocatoria:** 1) Eni International; 2) Pan American Energy con E&P, y 3) Pokoch Fieldwood Energy con Petrobal. **Tercera convocatoria:** 1) Diavaz Offshore; 2) Sistemas Integrales de Compresión con Nuvoil y Constructora Marusa; 3) Consorcio Manufacturero Mexicano; 4) Grupo Diarqco; 5) Strata Campos Maduros; 6) Diavaz Offshore; 7) Poniente Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México; 8) Construcciones y Servicios Industriales Globales; 9) Compañía Petrolera Perseus; 10) Geo Estratos con Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción; 11) Renaissance Oil Corp; 12) Consorcio Manufacturero Mexicano; 13) Grupo Diarqco; 14) Canamex Dutch con Perfolat de México y American Oil Tools; 15) Renaissance Oil Corp; 16) Roma Energy Holdings con Tubular Technology y Gx Geoscience Corporation; 17) Geo Estratos, con Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción; 18) Strata Campos Maduros; 19) Geo Estratos, con Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción; 20) Strata Campos Maduros; 21) Sarreal; 22) Grupo R Exploración y Producción con Constructora y Arrendadora México; 23) Compañía Petrolera Perseus; 24) Geo Estratos con Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción; 25) Renaissance Oil Corp. **Cuarta convocatoria:** 1) China Offshore Oil Corporation E&P Mexico; 2) Total y ExxonMobil; 3) Chevron, Pemex y Inpex; 4) China Offshore Oil Corporation E&P Mexico; 5) Statoil, BP y Total; 6) Statoil, BP y Total; 7) PC Carigali and Sierra; 8) Murphy, Ophir, PC Carigali and Sierra. Véase “Resultados de la Licitación de Contratos para la Extracción de Hidrocarburos correspondientes a la Segunda Convocatoria de la Ronda Uno”, www.gob.mx/sener/prensa/resultados-de-la-licitacion-de-contratos-para-la-extraccion-de-hidrocarburos-correspondientes-a-la-segunda-convocatoria-de-la-ronda-uno (consultado el 24 de julio de 2018); y “Resultados de la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno”, www.gob.mx/sener/prensa/resultados-de-la-tercera-convocatoria-de-la-ronda-uno (consultado el 24 de julio de 2018); y <http://rondasmexico.gob.mx/l04-ap-seguimiento-y-transparencia/#resultado> (consultado el 24 de julio de 2018).

³¹ Los ganadores de la **primera convocatoria de la Ronda Dos** fueron: 1) Dea Deutsche y PEMEX; 2) Pc Carigali y Ecopetrol Global; 3) ENI México, Capricorn Energy y Citla Energy; 4) PEMEX y Ecopetrol; 5) Capricorn Energy y Citla Energy E&P; 6) ENI México; 7) Repsol Exploración y Sierra Perote; 8) Lukoil International Upstream Holding; 9) ENI México y Citla Energy; y 10) Total E&P México y Shell Exploración. **Segunda convocatoria:** 1) Iberoamericana y PJP4; 2) Sun God y Jaguar; 3) Sun God y Jaguar; 4) Sun God y Jaguar; 5) Sun God y Jaguar; 6) Sun God y Jaguar; 7)

Sun God y Jaguar. **Tercera convocatoria:** 1) Iberoamericana y PJP4; 2) Newpek y Verdad Exploration; 3) Newpek y Verdad Exploration; 4) Iberoamericana y PJP4; 5) Jaguar Exploración y Producción; 6) Shandong, Sicoval y Nuevas Soluciones; 7) Jaguar Exploración y Producción; 8) Jaguar Exploración y Producción; 9) Jaguar Exploración y Producción; 10) Shandong, Sicoval y Nuevas Soluciones; 11) Shandong, Sicoval y Nuevas Soluciones; 12) Carso Oil and Gas; 13) Carso Oil and Gas; y 14) Jaguar Exploración y Producción. **Cuarta convocatoria:** 1) Shell y Pemex; 2) Shell y Qatar Petroleum; 3) Shell y Qatar Petroleum; 4) Pemex Exploración y Producción; 5) Shell y Qatar Petroleum; 6) Shell y Qatar Petroleum; 7) Repsol, PC Carigali y Ophir; 8) PC Carigali, Ophir y PTTEP; 9) Repsol y PC Carigali; 10) PEMEX Exploración y Producción; 11) Shell Exploración y Extracción de México; 12) Shell Exploración y Extracción de México; 13) Chevron, PEMEX e Inpex; 14) Shell Exploración y Extracción de México; 15) Eni y Qatar Petroleum; 16) PC Carigali Mexico Operations; 17) PC Carigali Mexico Operations; 18) Shell Exploración y Extracción de México; y 19) Repsol, PC Carigali, Sierra y PTTEP. Ronda 2, Licitación 1: <https://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2017/06/Resultados.pdf>; Ronda 2, Licitación 2: <https://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2017/07/Resultados.pdf>; Ronda 2, Licitación 3: https://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2017/07/Resultados_b.pdf; Ronda 2, Licitación 4: https://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2018/01/r24_reporte_ganadores.pdf (consultados el 24 de julio de 2018).

³² Los recursos prospectivos son cantidades de hidrocarburos estimadas en una fecha dada, potencialmente recuperables a partir de acumulaciones no descubiertas. Se les asocia una probabilidad de descubrimiento y desarrollo. Véase www.erinenergy.com/investors/glossary/default.aspx (consultado el 24 de julio de 2018).

³³ Estimación de los recursos prospectivos totales de acuerdo con SENER, “Resultados de la Primera Convocatoria de la Ronda Dos”, www.gob.mx/sener/articulos/resultados-de-la-primera-convocatoria-de-la-ronda-dos-112597?idiom=es; “Resultados de la Segunda y Tercera Convocatorias de la Ronda Dos”, www.gob.mx/sener/prensa/resultados-de-la-segunda-y-tercera-convocatorias-de-la-ronda-dos; “Resultados de la Cuarta Convocatoria de la Ronda Dos”, www.gob.mx/sener/prensa/resultados-de-la-cuarta-convocatoria-de-la-ronda-dos; y Raúl Zarrabal García, “Se firman 10 contratos de la Ronda 2.1” <http://implementaciondelareformaenergetica.com/se-firman-10-contratos-de-la-ronda-2-1/> (consultados el 24 de julio de 2018).

³⁴ CNH, “Comunicado de Prensa 032 Emitido por SENER, SHCP y CNH”, www.gob.mx/cnh/prensa/comunicado-de-prensa-032-emitido-por-sener-shcp-y-cnh (consultado el 24 de julio de 2018).

³⁵ SENER, “Segunda convocatoria de la Ronda 3 y actualización del Plan Quinquenal”, www.gob.mx/sener/articulos/segunda-convocatoria-de-la-ronda-3-y-actualizacion-del-plan-quinquenal (consultado el 24 de julio de 2018).

³⁶ Los ganadores de la **primera convocatoria de la Ronda Tres** fueron: 1) Repsol; 2) Premier; 3) Repsol; 4) Premier; 5) Capricorn y Citla; 6) PEMEX, Deustche [sic] y Compañía Española; 7) PEMEX, Deustche [sic] y Compañía Española; 8) PEMEX y Compañía Española; 9) Eni y Lukoil; 10) PEMEX; 11) Deutsche [sic], Premier y Sapura; 12) Pan American; 13) Total y PEMEX; 14) Total y PEMEX; 15) Total, BP y Pan American; y 16) Shell y PEMEX. Véase “Boletín de prensa 016/2018”, (consultado el 24 de julio de 2018).

³⁷ SENER (2017a). Véase también Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos (s.f.), “Gas Natural”, www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/12459/Documento_Gas_Natural_2015.pdf (consultado el 24 de julio de 2018).

³⁸ Los líquidos de gas natural (LGN) no deben confundirse con el gas natural licuado (GNL). El GNL es gas natural que se convirtió en líquido para facilitar su transporte y almacenamiento.

³⁹ Véase Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los formatos y especificaciones de los requisitos a que se refieren los artículos 50, 51 y 121 de la Ley de

Hidrocarburos para el otorgamiento de permisos en materia de tratamiento y refinación de petróleo, así como de procesamiento de gas natural (publicado en el DOF el 1 de octubre de 2015), http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5410079&fecha=01/10/2015 (consultado el 24 de julio de 2018) y Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los modelos de los títulos de permisos en materia de tratamiento y refinación de petróleo, así como de procesamiento de gas natural (publicado en el DOF el 19 de noviembre de 2015), http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5416022&fecha=19/11/2015 (consultado el 24 de julio de 2018).

⁴⁰ De acuerdo con el Artículo 48 de la Ley de Hidrocarburos (publicada en el DOF el 11 de agosto de 2014) y el Artículo 4 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos (publicado en el DOF el 31 de octubre de 2014).

⁴¹ En 2015, PEMEX recibió permisos para plantas procesadoras de gas en las siguientes ubicaciones: Arenque, Burgos, Cactus, Ciudad Pemex, Coatzacoalcos, La Venta, Matapionche, Nuevo Pemex y Poza Rica. Véase SENER (2016a). Véanse los títulos de permisos en www.gob.mx/sener/articulos/titulos-de-permiso-de-procesamiento-de-gas-natural (consultado el 24 de julio de 2018).

⁴² Mongillo, J.F. (2011), *A Student Guide to Energy*, 5 vols., ABC-CLIO, Greenwood, Santa Barbara, California, p.85.

⁴³ Zúñiga, N., “Impactará Pemex en precios de gas LP”, *Reforma*, 13 de diciembre de 2016, www.reforma.com/aplicacioneslibre/articulo/default.aspx?id=1003727&md5=d05fdcd14218aa03f0138b272b9e4ebf&ta=0dfdbac11765226904c16cb9ad1b2efe&po=4 (consultado el 24 de julio de 2018).

⁴⁴ SENER (2017a), pp.56-57.

⁴⁵ Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural, RES/900/2015 (publicada en el DOF el 13 de enero de 2016), http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5422585&fecha=13/01/2016 (consultado el 24 de julio de 2018).

⁴⁶ Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos (2017), “Prontuario estadístico”, mayo, www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/224263/Prontuario_gas_natural_mayo_2017.pdf (consultado el 24 de julio de 2018).

⁴⁷ IEA (2017), p.120.

⁴⁸ Artículos 48 y 66 de la Ley de Hidrocarburos (publicada en el DOF el 11 de agosto de 2014) y Artículo 84 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos (publicado en el DOF el 31 de octubre de 2014).

⁴⁹ CENAGAS, “CENAGAS y SISTRANGAS”, www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/cenagas-y-sistrangas-128579 (consultado el 24 de julio de 2018) y SENER (2017a).

⁵⁰ Haynesboone, “Open Seasons for Natural Gas and Fuels in Mexico”, 2 de diciembre de 2016, www.haynesboone.com/alerts/open-seasons-for-natural-gas-y-fuels-in-mexico (consultado el 24 de julio de 2018).

⁵¹ SENER (2017a).

⁵² SENER (2016a), *Prospectiva de Gas Natural 2016-2030*, (consultado el 24 de julio de 2018).

⁵³ Véanse los datos en CENAGAS (s.f.), “Puntos de inyección y extracción”, http://transparencia.cenagas.gob.mx/temporada_abierta/descargas/Relacion%20de%20los%20Puntos%20de%20Inyeccion%20y%20Extraccion.xlsx (consultado el 24 de julio de 2018).

⁵⁴ Los seis sistemas periféricos son: 1) Reynosa-San Fernando, operado por Gasoductos de Tamaulipas; 2) Valtierra-Aguascalientes, operado por Gasoductos del Bajío; 3) Los Ramones-Fase I, operado por Gasoductos del Noreste; 4) Aguascalientes-Zacatecas, operado por Gasoductos del Noreste; 5) Los Ramones- Fase II- Norte, operado por TAG Pipelines Norte; y 6) Los Ramones-Fase II –Sur, operado por TAG Pipelines Sur. CENAGAS, documento núm. DG/009/2017, <http://transparencia.cenagas.gob.mx/res/transparencia/informes/Informe%20de%20Autoevaluaci%C3%B3n%20Correspondiente%20al%20Segundo%20Semestre%20de%202016.pdf> (consultado el 24 de julio de 2018).

⁵⁵ PEMEX transfirió a CENAGAS el Sistema Nacional de Gasoductos y el sistema Naco-Hermosillo con una extensión de 9 000 km y una capacidad de más de 5 000 MMpcd de gas natural, véase www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2015-099-nacional.aspx (consultado el 24 de julio de 2018). Véase también CENAGAS (2015), “Capacidad Sistema Nacional de Gasoductos”, www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/77778/SNG_NOV_15.pdf (consultado el 24 de julio de 2018).

⁵⁶ Véase “Descripción General de Sistema Naco Hermosillo”, www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/descripcion-general-de-snh (consultado el 24 de julio de 2018).

⁵⁷ Véase CRE, “Aprueba CRE cesión de los permisos de transporte de PEMEX al CENAGAS, otro paso histórico hacia la consolidación de la Reforma Energética”, 7 de abril de 2016”, www.gob.mx/cre/prensa/aprueba-cre-cesion-de-los-permisos-de-transporte-de-pemex-al-cenagas-otro-paso-historico-hacia-la-consolidacion-de-la-reforma-energetica?idiom=es (consultado el 24 de julio de 2018).

⁵⁸ SENER (2016b), *Política pública para la implementación del mercado de gas natural*, p.14, www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/116754/1_Pol_tica_P_blica_MGN.pdf (consultado el 24 de julio de 2018).

⁵⁹ Numeral 1.6 de la Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural, RES/900/2015.

⁶⁰ Artículo 71 de la Ley de Hidrocarburos.

⁶¹ Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural, RES/900/2015 (publicado en el DOF el 13 de enero de 2016).

⁶² Véase por ejemplo <http://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerPermiso/?id=21037> (consultado el 24 de julio de 2018).

⁶³ Son Almacenamiento Subterráneo del Itsmo, S.A de C.V; Energía Costa Azul S. de R.L. de C.V. ; Terminal de LNG de Altamira S. de R.L. de C.V., y Terminal KMS de GNL, S. de R.L. de C.V.

⁶⁴ Los permisionarios fueron: 1) Transportadora de Gas de Trancoso S.A de C.V; 2) Abent 3T, S.A.PG.I. de C.V.; 3) Arguelles Pipeline, S. de R.L. de C.V.; 4) ATCO Pipelines, S.A. de C.V.; 5) CARSO Gasoducto Norte; 6) Centro Logístico Jalisco, S.A. de C.V.; 7) CENAGAS para el SNG y el Sistema Naco-Hermosillo; 8) Compañía de Gas Natural de Santa Rosa, S. de R. L. de C. V.; 9) Conceptos Energéticos Mexicanos S. de R. L. de C.V.; 10) Consumidora Industrial de Hidalgo, S. de R.L. de C.V.; 11) Ductos de Nogales, S.A. de C.V.; 12) Empresa Prueba I; 13) Energía Infra, S. A. PG. I. de C. V.; 14) Energía Mayakan, S. de R. L. de C.V.; 15) Energía Occidente de México, S. de R. L. de C.V.; 16) Fermaca Pipeline Anáhuac, S. de R. L. de C. V.; con dos permisos; 17) Fermaca Pipeline de Occidente, S. de R.L. de C.V.; 18) Fermaca Pipeline El Encino, S. de R.L. de C.V.; 19) Fermaca Pipeline la Laguna, S. de R.L. de C.V.; 20) Finsa Energéticos, S. de R. L. de C.V.; 21) Ganfer Sociedad Agrícola, S.A. de C.V.; 22) Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V. con 12 permisos; 23) Gas Natural Rio Blanco S. de R.L.; 24) Gasoducto de Aguaprieta, S. de R.L. de C.V. con cinco permisos; 25) Gasoducto de Morelos SAPI de CV; 26) Gasoducto del Río, S.A. de C.V.; 27) Gasoducto Rosarito, S. de R.L. de C.V.; 28) Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L.; 29)

Gasoductos de Tamaulipas, S. de R. L. de C.V.; 30) Gasoductos del Bajío, S. de R.L. de C.V.; 31) Gasoductos del Noreste, S. de R. L. de C. V.; 32) GN del Valle S. de R.L. de C.V.; 33) Hortícola Cimarrón SA de CV; 34) Igasamex San José Iturbide, S. de R. L. de C.V. con dos permisos; 35) Industrializadora de Cárnicos Strattega S.A. de C.V.; 36) Industrias Derivadas del Etileno, S.A. de C.V.; 37) Infraestructura Marina del Golfo, S. de R.L. de C.V.; 38) Kinder Morgan Gas Natural de México, S. de R.L. de C.V.; 39) Merigas Sur, S. de R.L. de C.V.; 40) Midstream de México, S.A.PG.I. de C.V.; 41) Pemex Logística con cuatro permisos; 42) Plantfort S.A de C.V.; 43) Siderúrgica De Linares S.A. de C.V.; 44) TAG Pipelines Norte, S. de R.L. de C.V.; 45) TAG Pipelines Sur, S. de R.L. de C.V.; 46) Tarahumara Pipeline, S. de R. L. de C.V.; 47) Tejas Gas de la Península, S. de R.L. de C.V.; 48) Tejas Gas de Toluca, S. de R. L. de C.V.; 49) Terranova Energía, S. de R.L. de C.V.; 50) Transportadora de Gas Natural de Baja California, S. de R.L. de C.V.; 51) Transportadora de Gas Natural de la Huasteca, S. de R.L. de C.V. con tres permisos; 52) Transportadora de Gas Natural del Noroeste, S. de R.L. de C.V., y 53) Transportadora de Gas Zapata, S. de R. L. de C.V. El nombre del 54º permisionario no se publicó porque se añadió en 2018.

⁶⁵ Las empresas con permisos de transporte para uso propio fueron: 1) Abent 3T, S.A.PG.I. de C.V.; 2) Agrícola El Rosal, S.A. de C.V.; 3) Agrícola Zarattini, S.A. de C.V.; 4) Agro Industrial Madero, S.A. de C.V.; 5) Agroindustrias Deandar de Delicias, S.A. de C.V.; 6) Agroindustrias Unidas de Cacao, S. A. de C. V.; 7) Agropecuaria Piedadense S.A. DE C.V.; 8) Aguas Tratadas de Minatitlán, S. de R. L. de C.V.; 9) Altos Hornos de México, S.A.B de C.V.; 10) APC Protein Company de México, S. de R. L. de C. V.; 11) Arcelormittal las Truchas, S.A. de C.V.; 12) ASF-K de México, S. de R. L. de C.V.; 13) Bimbo de Puebla, S.A. de C.V.; 14) Bimbo del Golfo, S.A. de C.V.; 15) Bimbo, S.A. de C.V.; 16) Bio Pappel Packaging, S.A. de C.V.; 17) Braskem Idesa, S.A.PG.I.; 18) CCL Container S.A. de C. V.; 19) Celulosa de Fibras Mexicanas, S.A. de C.V.; 20) Celulosa de Fibras Mexicanas, S.A. de C.V.; 21) Cemex México, S.A. de C. V.; 22) Central Anáhuac, S.A. de C.V.; 23) Central Saltillo, S.A. de C.V.; 24) Cimexlana, S. de R. L. de C.V.; 25) Coats de México, S.A. de C.V.; 26) Comercializadora de Lácteos y Derivados, S.A de C. V.; 27) Comisión Federal de Electricidad; 28) Compañía de Generación Valladolid, S. de R.L. de C.V.; 29) Compañía de Nitrógeno de Cantarell, S.A. de C.V.; 30) Cooperativa La Cruz Azul, S.C.L.; 31) Cris-P Greenhouses, S. de R.L. de C.V.; 32) Dal-Tile México, S. de R. L. de C.V.; 33) Dart de Tijuana, S. de R. L. de C.V.; 34) Deacero, S.A.PG.I. de C.V.; 35) Destiladora del Valle, S.A. de C.V.; 36) Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.; 37) Electricidad Águila de Altamira, S. de R. L. de C.V.; 38) Electricidad Águila de Tuxpan, S. de R. L. de C.V.; 39) Electricidad Sol de Tuxpan, S. de R. L. de C.V.; 40) Enercitra, S.A. de C.V.; 41) Energía Azteca VIII, S. de R.L. de C.V.; 42) Energía de Chihuahua, S.A de C.V.; 43) Energía de Ramos, S.A.PG.I. de C.V.; 44) Energía San Luis de la Paz, S.A. de C.V.; 45) EVM Energía del Valle de México, S.A.PG.I. de C.V.; 46) Fermentaciones Mexicanas, S.A. de C.V.; 47) Flexico, S. de R.L. de C.V.; 48) Flex-N-Gate México, S. de R. L. de C.V.; 49) Frasca Alloys, S.A. de C.V.; 50) Fuerza y Energía de Hermosillo, S.A. de C.V.; 51) Fuerza y Energía de Norte Durango, S.A. de C.V.; 52) Fuerza y Energía de Tuxpan, S.A. de C.V.; 53) Galvasid, S.A. de C.V.; 54) Global Seed Genetics, S. de R.L. de C.V.; 55) Grupo Celanese, S. de R.L. de C.V.; 56) Grupo Corporativo Papelera S.A de C.V.; 57) Grupo Regio Cal, S.A. de C.V.; 58) Grupo San Marino, S. A. de C. V.; 59) Guajardo Industrial, S.A. de C.V.; 60) Gunderson-Gimsa, S.A. de C.V.; 61) Hari Masa del Sureste, S.A. de C.V.; 62) Harinera de Veracruz, S.A. de C.V.; 63) Hersmex, S. de R. L. de C.V.; 64) Hutchinson Autopartes México, S.A. de C.V.; 65) Hyundai de México, S.A. de C.V.; 66) Iberdrola Energía Altamira, S.A. de C.V.; 67) Iberdrola Energía la Laguna S.A. de C.V.; 68) Iberdrola Energía Tamazunchale, S.A. de C.V.; 69) Industria del Alkali, S.A. de C.V.; 70) Industrializadora Olefinos, S. A. de C. V.; 71) Industrias de Hule Galgo, S.A. de C.V.; 72) Industrias Derivadas del Etileno, S.A. de C.V.; 73) Industrias Unidas, S.A. de C.V.; 74) Inspecciones y Pruebas No destructivas, S. de R. L. de C. V.; 75) J. Cox México, S.A. de C.V.; 76) Kaltex Fibers, S.A. de C.V.; 77) Kimberly Clark de México, S.A.B. de C.V.; 78) KMG de México, S.A. de C.V.; 79) KST Electric Power Company, S. A. PG. I. de C. V.; 80) La Batería Verde, S.A. de C.V.; 81) Manufacturas Kaltex, S.A. de C.V.; 82) Manufacturas Vitromex, S.A. de C.V.; 83) Manufacturera Lee de México, S.A. de C.V.; 84) Materiales del Istmo, S. de R.L. de C.V.; 85) Mazda Motor Manufacturing de México, S. A. de C.V.; 86) Mexicana de Cobre, S.A. de C.V.; 87) Mexicana de Industrias y Marcas S. A. de C. V.; 88) Minera Roca Rodando, S. de R.L. De C.V.; 89) Molino Harinero San Blas, S.A. de C.V.; 90) Molinos Azteca de Chalco, S.A. de C.V.; 91) Molinos Azteca

de Veracruz, S.A. de C.V.; 92) Molinos Azteca, S.A. de C.V.; 93) Multiservicios 2001, S.A. de C.V.; 94) Naturaltek, S.A. de C.V.; 95) Nemark México S. A.; 96) Nextbar S.A. de C.V.; 97) Papelera Altamira, S.A. de C.V.; 98) Pemex Exploración y Producción; 99) Pemex Transformación Industrial; 100) Pfaltzgraff de México, S.A. de C.V.; 101) Pilgrim's Pride, S. de R.L. de C.V.; 102) Plantfort S.A de C.V.; 103) Plásticos y Alambres, S.A. de C.V.; 104) Polykron, S.A. de C.V.; 105) Porcelanite Lamosa, S. A. de C. V.; 106) Praxair México, S. de R. L. de C.V.; 107) Prenergy Gas, S.A. de C.V.; 108) Prince Erachem México, S. A. DE C. V.; 109) Productos Alimenticios Dondé, S.A. de C.V.; 110) Productos Farmacéuticos, S.A. de C.V.; 111) Rancho Lucero, S. de P.G.R. de R.L.; 112) Refractarios Básicos, S.A. de C.V.; 113) Rijk Zwaan Promex, S.A de C.V.; 114) Saint-Gobain América, S.A. de C.V.; 115) San José y su Agricultura, S.A. de C.V.; 116) Schneider Electric México, S.A. de C.V.; 117) Siderúrgica del Golfo, S.A. de C.V.; 118) Sigma Alimentos Centro, S.A. de C.V.; 119) Sistemas Energéticos SISA, S. A. de C. V.; 120) Smurfit Cartón y Papel de México, S.A. de C.V.; 121) SuKarne Agroindustrial, S. A. de C. V.; 122) Techgen, S. A. de C. V.; 123) Technocast, S.A. de C.V.; 124) Teksid Hierro de México, S.A. de C.V.; 125) Termoeléctrica de Mexicali, S. de R. L. de C.V.; 126) Ternium México, S.A. de C.V.; 127) Textiles las Américas, S.A. de C.V.; 128) Thyssenkrupp Budd de Tijuana, S. de R. L. de C.V.; 129) Toyota Motor Manufacturing de Baja California, S. de R. L. de C.V.; 130) Tractebel Energía de Monterrey, S. de R. L. de C.V.; 131) Transmisiones y Equipos Mecánicos, S.A. de C.V.; 132) Trinity Industries de México, S. de R. L. de C. V.; 133) Tubos de Acero de México, S.A. de C.V.; 134) Unión Minera del Sur, S.A. de C.V.; 135) Univex, S.A.; 136) US Antimony de México, S.A. de C.V.; 137) USG México, S. A. de C. V.; 138) Vegetales de Teotihuacán, S.A. de C.V.; 139) Vidriera de Tierra Blanca, S. de R.L. de C.V.; 140) Vidriera Industrial del Potosí, S. de R. L. de C. V.; 141) Volkswagen de México, S.A. de C.V.

⁶⁶ Véase por ejemplo www.cre.gob.mx/documento/permiso/gas/G-329-TUP-2014.pdf (consultado el 24 de julio de 2018).

⁶⁷ Las empresas con permisos de transporte por medios distintos a ductos son: 1) Autotanques Nieto; 2) Comercial en Fletes México; 3) Comercial y Transporte GNC; 4) GNC Hidrocarburos; 5) Hortícola Cimarrón; 6) Igasamex Bajío; 7) KNG Ultra; 8) LM Transportaciones; 9) Neomexicana de GNC; 10) PEMEX Logística; 11) Solensa; 12) Trans-Energéticos; 13) Transportadora Fuentes; 14) Transportadora Zeta; y 15) Virtual Pipelines de México.

⁶⁸ Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los requisitos de las solicitudes para la obtención de permisos de transporte, almacenamiento, distribución, licuefacción, regasificación, compresión, descompresión, expendio al público y gestión de sistemas integrados de gas natural (RES/577/2015), www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/118294/RES-577-2015.pdf (consultado el 24 de julio de 2018).

⁶⁹ García, K, "Pemex gana 59% del volumen ofertado en ductos de gas natural", *El Economista*, 8 de mayo de 2017, www.economista.com.mx/empresas/Pemex-gana-59-del-volumen-ofertado-en-ductos-de-gas-natural-20170509-0046.html (consultado el 24 de julio de 2018).

⁷⁰ CENAGAS, "CENAGAS y SISTRANGAS Preguntas frecuentes relacionadas con el CENAGAS y el SISTRANGAS", www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/cenagas-y-sistrangas-83500 (consultado el 24 de julio de 2018).

⁷¹ Según el informe de 2016, estaban en construcción 20 proyectos: 1) El Encino - Topolobampo: Transportista, desarrollado por Infraestructura Energética Monarca S. de R.L. de C.V.; 2) Ramal Tula, desarrollado por ATCO Pipelines S.A. de C.V.; 3) Ramal Villa de Reyes, desarrollado por Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.; 4) San Isidro – Samalayuca, desarrollado por Gasoducto de Agua Prieta S. de R.L. de C.V.; 5) Tuxpan-Tula, desarrollado por Transportadora de Gas Natural de la Huasteca, S. de R.L. de C.V.; 6) El Encino – La Laguna, desarrollado por Fermaca Pipeline, El Encino S. de R.L. de C.V.; 7) Guaymas – El Oro, desarrollado por Gasoducto de Aguaprieta S. de R.L. de C.V.; 8) Ojinaga – El Encino, desarrollado por Gasoducto de Agua Prieta S. de R.L. de C.V.; 9) El Oro – Mazatlán, desarrollado por Infraestructura Energética Monarca S. de R.L. de C.V.; 10)

Tula – Villa de Reyes, desarrollado por Transportadora de Gas Natural de la Huasteca, S. de R.L. de C.V.; 11) Ramal Hermosillo, desarrollado por Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.; 12) Samalayuca – Sásabe, desarrollado por Carso Gasoductos S.A. de C.V.; 13) Villa de Reyes – Aguascalientes – Guadalajara, desarrollado por Fermaca Pipeline de Occidente S. de R.L. de C.V.; 14) La Laguna – Aguascalientes, desarrollado por Fermaca Pipeline La Laguna S. de R.L. de C.V.; 15) Ramal Empalme, desarrollado por Gasoducto de Aguaprieta S. de R.L. de C.V.; 16) Sur de Texas – Tuxpan (maritime gas pipeline) desarrollado por Infraestructura Marina del Golfo, S. de R.L. de C.V.; 17) Waha – San Elizario; desarrollado por Comanche TrailPipeline LLC; 18) Waha – Presidio, desarrollado por Trans – Pecos pipeline LLC; 19) Webb – Escobedo, desarrollado por Nueva Era Pipeline LLC; y 20) Nueces – Brownsville, desarrollado por Valley CrossingPipeline LLC. En ese momento aún no se licitaban dos proyectos: Suministro Baja California Sur y Ramal Topolobampo.

⁷² CFE (2017), *Informe Anual 2016*, pp. 86-90, <http://gaceta.diputados.gob.mx/Gaceta/63/2017/may/CFE-20170508.pdf> (consultado el 24 de julio de 2018).

⁷³ SENER (2016a), p.15.

⁷⁴ Además, 208 empresas poseían permisos para transportar gas LP por medios distintos a ductos (por ejemplo, buquetanques, tren y autotanques).

⁷⁵ La lista de permisionarios se actualiza de forma mensual. La información más reciente se encuentra en www.gob.mx/cre/documentos/permisos-otorgados-en-materia-de-gas-lpg.

⁷⁶ De acuerdo con el Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos (publicado en el DOF el 31 de octubre de 2014).

⁷⁷ SENER (2017a).

⁷⁸ Una gigacaloría se define como el volumen de gas natural que contiene un nivel de energía equivalente a mil millones de calorías a 98.065 kilopascales (es decir, 1 kg/cm² de presión absoluta) y a una temperatura de 20° C. Véase, Gas Natural México, S.A. de C.V. (s.f.), “*Condiciones generales para la prestación del servicio*”, (consultado el 24 de julio de 2018).

⁷⁹ Véase CRE, “Permisos de Gas natural, Petróleo e Hidrocarburos”, (consultado el 19 de julio de 2018).

⁸⁰ La lista de permisionarios se actualiza de forma mensual. La información más reciente se encuentra en www.gob.mx/cre/documentos/permisos-otorgados-en-materia-de-gas-lp.

⁸¹ *Ibid.*

⁸² *Ibid.*

⁸³ EY (2016), *Navigating Mexico’s Energy Reform: The LPG Market*, [www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-navigating-mexico-lpgmarket-2017/\\$FILE/ey-navigating-mexico-lpgmarket-2017.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-navigating-mexico-lpgmarket-2017/$FILE/ey-navigating-mexico-lpgmarket-2017.pdf) (consultado el 24 de julio de 2018).

⁸⁴ SENER (2017c) *Prospectiva de gas L.P. 2017-2031*, [www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/325638/Prospectiva de Gas LP 2017-2031.pdf](http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/325638/Prospectiva_de_Gas_LP_2017-2031.pdf) (consultado el 24 de julio de 2018).

⁸⁵ “Relación de permisos de importación de Gas LP vigentes al 16 de mayo de 2018”, www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/333953/GAS_LP_Permisos_de_importacion_16_de_mayo_de_2018.pdf (consultado el 19 de julio de 2018).

⁸⁶ Artículo 83 de la Ley de Hidrocarburos (publicada en el DOF el 11 de agosto de 2014).

⁸⁷ SENER (2016c), *Prospectiva de gas L.P. 2016-2030*, www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/177623/Prospectiva_de_Gas_LP.pdf (consultado el 24 de julio de 2018), p.15.

⁸⁸ Véanse los artículos 41 y 42 de la Ley de Hidrocarburos. Los expendedores compran principalmente de PEMEX, pero también pueden comprar de empresas extranjeras que importan gas a México.

⁸⁹ CRE (2016), “Expendio al público de gas licuado de petróleo mediante bodega de expendio”, 3 de agosto, www.gob.mx/cre/acciones-y-programas/expendio-al-publico-de-gas-licuado-de-petroleo-mediante-bodega-de-expendio (consultado el 24 de julio de 2018).

⁹⁰ *Ibid.*

⁹¹ “Permisos vigentes de expendio al público de Gas Licuado de Petróleo mediante estación de servicio con fin específico. Corte al 16 de julio de 2018”, www.gob.mx/tramites/ficha/permiso-de-expendio-al-publico-mediante-estacion-de-servicio-con-fin-especifico/CRE5215 (consultado el 27 de julio de 2018).

⁹² Véase CRE (2016), “Expendio de gas licuado de petróleo mediante estación de servicio para autoconsumo”, 3 de agosto, (consultado el 24 de julio de 2018).

⁹³ www.gob.mx/tramites/ficha/permiso-de-expendio-al-publico-mediante-estacion-de-servicio-con-fin-especifico/CRE5215 (consultado el 27 de julio de 2018).

⁹⁴ Artículo 19 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos.

⁹⁵ Véase CRE (2017), “Implementación del Programa de Cesión de Contratos de Comercialización de Gas Natural”, 23 de enero, www.gob.mx/cre/articulos/cesion-contratos-gas-natural (consultado el 24 de julio de 2018).

⁹⁶ *Ibid.*

⁹⁷ El proceso consistió en tres fases: primero, la CRE seleccionó 30% del volumen de PEMEX que no debe incluirse en el PCC y dividió el 70% restante del volumen de la empresa (es decir, de los contratos) en tres paquetes separados de 20%, 20% y 30%. El 20% inicial se ofreció en la Fase I del PCC, llevado a cabo entre enero y abril de 2017. El restante 50% de los contratos se ofreció en las fases II (20%) y III (30%), inicialmente planeadas para finales de 2017 y la primera mitad de 2018, respectivamente. Los resultados de las fases II y III no estaban disponibles en el momento de la publicación de este informe.

⁹⁸ Véase CRE (2017), “La CRE concluye la Fase I del Programa de Cesión de Contratos de Gas Natural”, 11 de octubre, (consultado el 24 de julio de 2018).

⁹⁹ Véase <https://datos.gob.mx/busca/dataset/permisos-de-actividades-en-materia-de-gas-lp/> (consultado el 24 de julio de 2018).

¹⁰⁰ SENER (2016c), p.15.

¹⁰¹ IEA (2017), p.108.

¹⁰² SENER (2016c), p.19.

¹⁰³ Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía que deja sin efectos la metodología para la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano, aprobada mediante la resolución RES/998/2015, y elimina el precio máximo de gas natural objeto de venta de primera mano para que se determine bajo condiciones de libre mercado, A/026/2017 (publicado en el DOF el 16 de junio de 2017), http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5487216&fecha=16/06/2017 (consultado el 24 de julio de 2018) y CRE, “Se elimina el precio máximo de venta de primera mano de gas natural”, 16 de

junio de 2016, www.gob.mx/cre/prensa/se-elimina-el-precio-maximo-de-venta-de-primera-mano-de-gas-natural (consultado el 24 de julio de 2018).

¹⁰⁴ La metodología más reciente se estableció en la “Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide la metodología para la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano”, http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5425668&fecha=15/02/2016 (consultado el 24 de julio de 2018).

¹⁰⁵ CRE (2017), “Directiva sobre la determinación del precio límite superior del gas licuado de petróleo objeto de venta de primera mano”, 4 de enero, www.gob.mx/cre/articulos/precios-de-gas-lp (consultado el 24 de julio de 2018).

¹⁰⁶ El precio máximo para las ventas de primera mano se determina con base en una metodología establecida en el acuerdo A/060/2016 del 20 de diciembre de 2017, en el cual la CRE fijó las condiciones que PEMEX y sus subsidiarias necesitan cumplir. Véase www.pemex.com/comercializacion/productos/Precios/Precios/CIRCULAR%20PVPM%20GLP%20ENERO%202017.xls (consultado el 24 de julio de 2018).

¹⁰⁷ Véase US Energy Information Administration, “Mont Belvieu, TX Propane Spot Price FOB”, www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=pet&s=eer_cpllp_pf4_y44mb_dpg&f=w (consultado el 24 de julio de 2018). Este precio solo hace referencia a propano; el gas LP es una mezcla de propano y butano.

¹⁰⁸ Véase la serie: “Energía > Comercio exterior de energía primaria y secundaria > Exportación Gas licuado”, “Energía > Comercio exterior de energía primaria y secundaria > Importación Gas licuado”, “Energía > Comercio exterior de energía primaria y secundaria > Exportación Gas natural” y “Energía > Comercio exterior de energía primaria y secundaria > Importación Gas natural”, www.inegi.org.mx/sistemas/bie/ (consultado el 24 de julio de 2018).

¹⁰⁹ Véase FTI Consulting, “Prospectiva de gas natural en México: el sector eléctrico impulsará el mercado”, www.fticonsulting.com/~media/Files/us-files/insights/white-papers/natural-gas-mexico-energy-spanish.pdf (consultado el 24 de julio de 2018).

¹¹⁰ A primera vista, existe una brecha significativa entre el porcentaje de las importaciones en volumen que provienen de Estados Unidos y el porcentaje de las importaciones en valor que provienen de dicho país. Esta diferencia puede explicarse en parte por los niveles bajos actuales (septiembre de 2018) de los precios del gas en Estados Unidos. Estados Unidos es uno de los países de la OCDE con los precios más bajos de gas natural.

¹¹¹ Fracciones arancelarias 2711.11.01 y 2711.21.01 del SIAVI, véase www.economia-snci.gob.mx/.

¹¹² British Petroleum (2018), *BP Statistical Review of World Energy June 2018*, www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf (consultado el 19 de julio de 2018).

¹¹³ Artículo 6 de la Ley de Hidrocarburos.

¹¹⁴ Artículos 12 y 14 de la Ley de Hidrocarburos.

¹¹⁵ Artículos 6 y 80 de la Ley de Hidrocarburos.

¹¹⁶ La SENER otorga permisos de importación para la fracción arancelaria 2711.19.01 (butano y propano, mezclados entre sí y licuados), y también otorga permisos para la exportación asociados a las fracciones arancelarias 2711.11.01 (gas natural licuado) y 2711.21.01 (gas natural gaseoso).

¹¹⁷ Artículo 33, fracciones I, VII y VIII, de la Ley Orgánica de la Administración Pública, y artículo 48, fracción I, de la Ley de Hidrocarburos.

¹¹⁸ El CENACE es un organismo público descentralizado cuya responsabilidad es el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional y la operación del mercado eléctrico mayorista. También garantiza imparcialidad en el acceso a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución. SENER, “Se instaló en la SENER el Consejo de Coordinación del Sector Energético”, 5 de septiembre de 2016, www.gob.mx/sener/prensa/se-instalo-en-la-sener-el-consejo-de-coordinacion-del-sector-energetico?idiom=es-MX (consultado el 24 de julio de 2018).

¹¹⁹ El Artículo 43 de la Ley de Hidrocarburos y el Artículo 38 del Decreto por el que se expide la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, y se expide la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (publicada en el DOF el 11 de agosto de 2014).

¹²⁰ Véase Decreto por el que se expide la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

¹²¹ CNH (2017), “Presupuesto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos”, 23 de octubre, www.gob.mx/cnh/documentos/presupuesto-cnh (consultado el 24 de julio de 2018).

¹²² OECD (2017a), *Driving Performance at Mexico's National Hydrocarbons Commission*, The Governance of Regulators, OECD Publishing, París, <http://dx.doi.org/10.1787/9789264280748-en>.

¹²³ OECD (2017b), *Driving Performance of Mexico's Energy Regulators*, p. 18, The Governance of Regulators, OECD Publishing, París, <http://dx.doi.org/10.1787/9789264267848-en>.

¹²⁴ De acuerdo con el Artículo 60 de la Ley de Hidrocarburos, los sistemas integrados pueden consistir en sistemas interconectados de transporte por ducto y de almacenamientos de gas natural, petrolíferos o petroquímicos, cuyo objeto sea ampliar la cobertura o mejorar las condiciones de seguridad, continuidad, calidad y eficiencia en la prestación de los servicios.

¹²⁵ Artículo 48, fracción II, de la Ley de Hidrocarburos.

¹²⁶ Artículo 81, fracciones I-f y III, de la Ley de Hidrocarburos.

¹²⁷ Artículo 78 de la Ley de Hidrocarburos.

¹²⁸ SENER (2017d), *La evolución constitucional de la energía a partir de 1917*, pp.154-155, www.inehrm.gob.mx/recursos/Libros/SENERGIA.pdf (consultado el 24 de julio de 2018).

¹²⁹ Véase www.gob.mx/cnh/documentos/cumplimiento-de-obligaciones-de-transparencia.

¹³⁰ Sigler, E., “Cenagas pagará a Pemex 3,000 mdp por sus servicios en 2016”, en *Expansión*, 11 de agosto de 2016, <https://expansion.mx/empresas/2016/08/10/cenagas-pagara-a-pemex-3-000-mdp-por-sus-servicios-en-2016> (consultado el 24 de julio de 2018).

¹³¹ Artículo 33, fracción VIII, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, cuya reforma más reciente se publicó en el DOF el 19 de mayo de 2017.

¹³² Véase CENAGAS (2017), “Informe de Autoevaluación correspondiente al primer semestre de 2017”, <http://transparencia.cenagas.gob.mx/res/transparencia/informes/Informe%20de%20Autoevaluaci%C3%B3n%20Correspondiente%20al%20Primer%20Semestre%202017%20y%20Alcance.pdf> (consultado el 24 de julio de 2018).

¹³³ OECD (2017c), *Driving Performance at Mexico's Agency for Safety, Energy and Environment*, The Governance of Regulators, OECD Publishing, París, <http://dx.doi.org/10.1787/9789264280458-en>.

¹³⁴ Véase http://cnh.gob.mx/Informacion/odac/ODAC-Triptico_vf12022018.pdf, consultado el 24 de julio de 2018).

- ¹³⁵ IMP (2017), *Informe de Autoevaluación Institucional. Primer semestre de 2017*, Instituto Mexicano del Petróleo, septiembre, <https://sps.imp.mx/imp/OTIMP/Documentos%20compartidos/Transparencia/UT/2017/Informe%20Auto%20Inst%20IS%202017.pdf> (consultado el 24 de julio de 2018).
- ¹³⁶ OECD (2017c), p.78.
- ¹³⁷ Véase www.amexhi.org/quienes-somos/ (consultado el 24 de julio de 2018).
- ¹³⁸ Véase www.amgn.org.mx/nosotros.html (consultado el 24 de julio de 2018).
- ¹³⁹ Mexico Business Publications, *Mexico Oil & Gas Review 2016*, p. 280, Ciudad de México, <http://mexicooilandgasreview.com/2016/index.html> (consultado el 24 de julio de 2018).
- ¹⁴⁰ <http://adigas.mx> (consultado el 24 de julio de 2018).
- ¹⁴¹ Tordo, S., M. Warner y Y. Anouti (2013), *Local Content Policies in the Oil and Gas Sector*, World Bank Study, World Bank, Washington DC, <http://documents.worldbank.org/curated/en/549241468326687019/pdf/789940REVISED000Box377371B00PUBLIC0.pdf>.
- ¹⁴² COFECE (2018), *Transición hacia Mercados Competidos de Energía: Gas LP*, p. 55, www.cofece.mx/wp-content/uploads/2018/06/Libro-GasLP_web.pdf#pdf.
- ¹⁴³ COFECE (2015), *Guía 007/2015: Guía para el Intercambio de Información entre Agentes Económicos*, www.cofece.mx/wp-content/uploads/2018/01/guia-0072015_intercambioinf.pdf.
- ¹⁴⁴ OECD (2017), *Driving Performance of Mexico's Energy Regulators*, The Governance of Regulators, OECD Publishing, París, p.23, <https://doi.org/10.1787/9789264267848-en>.
- ¹⁴⁵ OECD (2014), *Regulatory Enforcement and Inspections*, OECD Best Practice Principles for Regulatory Policy, OECD Publishing, París, <https://doi.org/10.1787/9789264208117-en>.
- ¹⁴⁶ OECD (2017), p.24.

Referencias

- CFE (2017), *Informe Anual 2016*, <http://gaceta.diputados.gob.mx/Gaceta/63/2017/may/CFE-20170508.pdf>.
- EY (2016), *Navigating Mexico's Energy Reform: The LPG Market*, [www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-navigating-mexico-lpgmarket-2017/\\$FILE/ey-navigating-mexico-lpgmarket-2017.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-navigating-mexico-lpgmarket-2017/$FILE/ey-navigating-mexico-lpgmarket-2017.pdf), (consultado el 24 de julio de 2018).
- IEA (2018), *Energy Prices and Taxes, Volume 2018 Issue 2: Second Quarter 2018*, [26] International Energy Agency, París, https://doi.org/10.1787/energy_tax-v2018-2-en.
- Kojima, M.(2014), *Reforming Fuel Pricing in an Age of \$100 Oil*, World Bank, World [28] Bank, <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/16524>.
- OECD (2017a), *Driving Performance at Mexico's Agency for Safety, Energy and Environment*, The Governance of Regulators, OECD Publishing, París, [29] <http://dx.doi.org/10.1787/9789264280458-en>.

- OECD (2017b), *Driving Performance at Mexico's National Hydrocarbons Commission, The Governance of Regulators*, OECD Publishing, París, [8]
<http://dx.doi.org/10.1787/9789264280748-en> .
- OECD (2017c), *Driving Performance of Mexico's Energy Regulators, The Governance of Regulators*, OECD Publishing, París, [9]
<http://dx.doi.org/10.1787/9789264267848-en> .
- PwC (2014), “Reforma Energética Resumen del proyecto de decreto que expide las leyes secundarias en materia de hidrocarburos”, [23]
www.pwc.com/mx/es/industrias/archivo/2014-05-secundarias-hidrocarburos.pdf.
- PEMEX (2018), *Precio al público de productos petrolíferos*, [23]
www.pemex.com/ri/Publicaciones/Indicadores%20Petroleros/epublico_esp.pdf .
- SENER (2017a), *5to informe de labores 2016-2017*, [1]
http://archivos.diputados.gob.mx/Comisiones_LXIII/energia/5toInformeSENER.pdf .
- SENER (2017b), *La Evolución Constitucional de la Energía a partir de 1917*, [4]
<http://dx.doi.org/www.inehrm.gob.mx/recursos/Libros/SENERGIA.pdf> .
- SENER (2017c), *Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019*, [5]
www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/196169/Plan_Quinquenal_2017_vf.pdf .
- SENER (2017d), *Prospectiva de Gas L.P. 2017-2031*, [17]
www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/325638/Prospectiva_de_Gas_LP_2017-2031.pdf .
- SENER (2017e), *Prospectiva de Gas Natural 2017-2031*, [3]
www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/286233/Prospectiva_de_Gas_Natural_2017.pdf .
- SENER (2016a), *Política Pública para la Implementación del Mercado de Gas Natural*, [6]
www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/116754/1_Pol_tica_P_blica_MGN.pdf .
- SENER (2016b), *Prospectiva de Gas L.P. 2016-2030*, [7]
www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/177623/Prospectiva_de_Gas_LP.pdf .
- SENER (2016c), *Prospectiva de Gas Natural 2016-2030*, [2]
www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/177624/Prospectiva_de_Gas_Natural_2016-2030.pdf .
- SENER (2015a), *Factores de Conversión – Gas Natural*, [18]
www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/116104/Factores_de_Conversi_n-Gas_Natural.pdf .
- SENER (2015b), *Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2015-2029*, [15]
www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44326/Prospectiva_Gas_Natural_y_Gas_LP.pdf .
- United Nations Statistics Division (2015), *Energy Statistics Yearbook*, [27]
<https://unstats.un.org/unsd/energy/yearbook/2015/t17.pdf> .

Anexo 2.A. Cuantificación de las recomendaciones

Si se implementan todas las recomendaciones de la OCDE, se estima que el beneficio anual para los consumidores oscilará entre MXN 2 182.8 y 3 740.3 millones. En el siguiente cuadro se resumen los beneficios estimados para los consumidores.

Cuadro 2.A.1. Beneficios estimados para los consumidores

Recomendación	Beneficios para los consumidores (MXN, millones)	
	Límite bajo	Límite superior
1. Segmento intermedio: incremento en el número de usuarios finales que pueden cambiar de gas LP a gas natural	1 395.7	2 670
2. Aguas abajo: promover la venta de cilindros de gas LP en supermercados y gasolineras	787.1	1 070.3
Total	2 182.8	3 740.3

Ahorros aguas arriba

Las evaluaciones de competitividad de la OCDE calculan el beneficio para el consumidor a partir de las recomendaciones para las actividades aguas abajo y de segmento intermedio, al tratarse de actividades que tienen un impacto directo en los consumidores finales.

En el caso de aguas arriba, la OCDE hace varias recomendaciones que facilitarían la producción y permitirían que se produjera más gas en México en lugar de importarlo. Los precios mayoristas del gas dependen en gran medida de los mercados internacionales, por lo que un aumento en la producción nacional ayudaría a la industria mexicana. Sin embargo, esto no necesariamente se traduce en precios más bajos para los consumidores, por lo que no se incluye en la cuantificación de beneficios para el consumidor. No obstante, un incremento de 1% en la producción de gas natural en México podría generar un aumento del valor del gas producido nacionalmente (en lugar de importarse) de MXN 646.8 a 1 258.4 millones anuales.

2.A.1. Segmento intermedio: aumento en la construcción de ductos de gas natural como resultado de la simplificación regulatoria

Si esta recomendación de la OCDE se aplica totalmente y aumenta el número de ductos de gas natural, el beneficio para los consumidores debido a los menores precios del gas natural se estima entre MXN 1 395.7 y 2 670 millones.

Descripción del obstáculo y daño a la competencia. Actualmente, solo 8% de los hogares mexicanos utiliza gas natural como principal fuente de combustible. La razón de esto es que la mayoría de los hogares mexicanos, así como las comunidades en las que viven, no están conectados a los ductos de gas natural y por tanto tienen que depender del gas LP, que tiende a ser más caro. Hay varias razones para la baja adopción de la distribución de gas natural en México, todas ellas relacionadas de alguna manera con la dificultad de construir nueva infraestructura. Entre los obstáculos que encontramos están los siguientes:

- Dificultad para obtener permisos municipales para construir dichos ductos;
- Desajuste de intereses entre autoridades municipales y empresas;
- Una parte significativa de la superficie de México está clasificada para uso forestal y las compañías de gas natural que intentan construir un ducto tienen que cambiar el uso de suelo del terreno en el que se construirá el ducto planeado;
- Dificultades en la negociación con los propietarios de las tierras para la compensación que las compañías de gas tengan que pagar;
- Las negociaciones de los acuerdos de compensación entre una compañía de gas y un propietario de un terreno deben validarse por un juez local, y;
- Necesidad de notificar dos veces las negociaciones entre los propietarios de los terrenos sobre cuya propiedad se construirán los ductos, tanto a la Secretaría de Energía (SENER) como a la Secretaría de Desarrollo Agrario, Territorial y Urbano (SEDATU).

Recomendación

La OCDE recomienda una serie de medidas para facilitar la construcción de ductos de gas natural. Si se aplicaran, estas medidas permitirían que más consumidores tuvieran la posibilidad de elegir entre gas LP y gas natural.

El ahorro potencial de entre MXN 1 395.7 millones y 2 670 millones tendría un efecto significativo en los hogares mexicanos. Según el INEGI (2016), la electricidad y el gas LP representaron 5% del gasto total de 10% de los hogares más pobres. Así, cualquier ahorro en estas áreas tiene un efecto importante en las finanzas de las familias mexicanas. Además, las estimaciones son significativas en comparación con el tamaño del mercado minorista de gas LP: su volumen total en zonas con más de 100 000 habitantes es de MXN 52 618 millones (INEGI, 2016). De este modo, nuestras estimaciones implican un ahorro de entre 2.5% y 5% del total de la participación de mercado minorista de gas LP en las ciudades. Si se considera el mercado minorista total de gas LP por año, tanto en ciudades pequeñas como en grandes, que asciende a MXN 94 056.1 millones (INEGI, 2016), la OCDE calcula que esta restricción implica un ahorro de 1.4% a 2.8%.

Metodología

De los 24.88 millones de hogares que utilizan gas LP, 15% lo almacenan en tanques estacionarios,¹ y 85%, en cilindros de gas. Para esta recomendación se asume que los consumidores con tanques estacionarios son más propensos a cambiar a gas natural que los que usan cilindros. Hay dos razones para esta suposición. En primer lugar, los hogares que usan tanques estacionarios generalmente tienen un ingreso más alto que los usuarios de cilindros. Así, es más probable que estos hogares puedan pagar las tarifas de conversión (las tarifas necesarias para que los usuarios pasen del gas LP al gas natural). Estas tarifas ascienden más o menos a MXN 2 500 por la conexión.² En segundo lugar, es más probable que se construyan ductos de gas natural en zonas con una población superior a 100 000 habitantes, pues hay más clientes potenciales y las empresas se benefician de las economías de escala. De hecho, debe alcanzarse una masa crítica de clientes para que sea rentable la actividad de un distribuidor de gas natural. De este modo, con datos de la Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares 2016 del INEGI, la OCDE asumió que en 2016 había 2.38 millones de hogares con tanques estacionarios de gas LP y vivían en poblaciones de más de 100 000 habitantes.

Se calcularon tanto el límite inferior como el superior de los beneficios para los consumidores al implementar la recomendación de aumentar el número de distribuidores de gas LP.

Límite inferior

Para estimar un límite inferior del beneficio al consumidor por la implementación de la recomendación, se asume que 50% de los hogares actuales con tanques estacionarios de gas LP en las ciudades se cambian a gas natural, es decir, 1.19 millones de hogares. A partir de los datos de la Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares del INEGI 2016 se calculó que el gasto promedio mensual por hogar para el llenado de sus tanques estacionarios asciende a MXN 495, o MXN 5 496 por año. Como ya se mencionó, el INEGI elabora índices de precios al consumidor para diferentes productos, incluyendo el el gas LP. Entre enero de 2016 y junio de 2018, el índice de precios al consumidor del gas LP aumentó 32% (INEGI, 2018). Así, al ajustar este aumento en el índice de precios al consumidor de gas LP, el gasto anual promedio por llenado de tanque estacionario de gas LP por hogar ascendería a MXN 7 848 en junio de 2018. Según entrevistas con participantes de la industria, el gas natural es entre 10% y 20% más barato que el gas LP teniendo en cuenta la potencia calorífica. Para el propósito de este estudio, utilizaremos 15% como ahorro potencial del cambio. Además, consideramos que las tarifas de conversión son de MXN 0. La razón es que los tanques estacionarios tienen que reemplazarse cada 10 años, e incluso los más baratos cuestan más que la tarifa de conexión actual.³

El límite inferior del beneficio al consumidor, BC_{bajo} , resultante de la aplicación de las recomendaciones se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$BC_{bajo} = (H_{tanque} \times \alpha) \times (\rho \times \bar{G}_{tanque})$$

Donde:

- BC_{bajo} : medida estándar de beneficios al consumidor;
- H_{tanque} : número de hogares que actualmente utilizan tanques estacionarios de gas LP y viven en poblaciones de más de 100 000 habitantes (igual a 2.38 millones de hogares);

- α : porcentaje de hogares en poblaciones de más de 100 000 habitantes y que actualmente utilizan gas LP en tanques estacionarios y que cambiarían a gas natural. Se considera que este porcentaje es de 50%.
- \bar{G}_{tanque} : gasto promedio anual en gas LP para tanques estacionarios de un hogar; este monto es igual a MXN 7 848, y
- ρ : disminución porcentual del precio resultante de cambiar de gas LP a gas natural, con una potencia calorífica determinada. Se considera que este porcentaje es de 15%.

Por tanto, tenemos que:

$$BC_{bajo} = (2.38 \text{ millones de hogares} \times 0.5) \times (0.15 \times \text{MXN } 7\,840) = \text{MXN } 1\,395.7 \text{ millones}$$

Límite superior

Para la hipótesis del límite superior se mantiene la suposición de que 50% de los hogares con tanques estacionarios de gas LP y en poblaciones de más de 100 000 habitantes cambian a gas natural. Además, se supone que 25% de los usuarios de cilindros de gas LP en poblaciones de más de 100 000 habitantes también cambian a gas natural. Una quinta parte de los hogares que utilizan cilindros de gas LP en poblaciones de más de 100 000 habitantes es 2.75 millones de hogares. Con la Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares del INEGI 2016 se puede establecer que un hogar promedio que usa cilindros paga mensualmente MXN 195 por gas, MXN 2 341 por año, o MXN 3 090 para junio de 2018 con un ajuste por inflación similar al ya mencionado con datos del IPC del INEGI de 2018.

El límite superior de beneficios al consumidor, BC_{alto} , resultante de la aplicación de las recomendaciones se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$BC_{alto} = BC_{bajo} + (H_{cilindros} \times \beta) \times (\rho \times \bar{G}_{cilindros})$$

Donde:

- BC_{bajo} : límite inferior de beneficios al consumidor;
- β : porcentaje de hogares en poblaciones de más de 100 000 habitantes que actualmente utilizan cilindros de gas LP y cambiarían a gas natural; se considera que este porcentaje es de 25%;
- $H_{cilindros}$: número de hogares que usan gas LP en cilindros y viven en localidades de más de 100 000 habitantes; esto equivale a 10.99 millones de hogares;
- $\bar{G}_{cilindros}$: gasto promedio anual en cilindros de gas LP de una vivienda; esto es MXN 3 090, y;
- ρ : disminución porcentual del precio resultante de cambiar de gas LP a gas natural, con una potencia calorífica determinada; se considera que es de 15%.

Esto da como resultado:

$$BC_{alto} = \text{MXN } 1\,395.7 \text{ millones} + (10.99 \text{ millones de hogares} \times 0.25) \times (0.15 \times \text{MXN } 3\,090) = \text{MXN } 2\,670 \text{ millones}$$

2.A.2. Aguas abajo: incrementar el número de distribuidores de cilindros de gas LP

Si se implementa por completo la recomendación de la OCDE de aumentar el número de distribuidores de gas LP (sobre todo en supermercados y gasolineras) y por tanto todos los supermercados y gasolineras grandes pueden vender cilindros portátiles, el beneficio para los consumidores se estima entre MXN 787.1 y 1 338.8 millones.

Advertencia

Las cifras pueden parecer pequeñas para un mercado tan importante. Esto se debe a que el gas LP, aunque lo consume 76% de los hogares, se utiliza principalmente para cocinar y calentar agua. En muchos países también se usa para calefacción, lo que aumenta el gasto. Además, aunque las cantidades parezcan pequeñas, son importantes para los hogares. Según el INEGI (2016), la electricidad y el gas LP representaron 5% del gasto total del 10% de los hogares más pobres. Así, cualquier ahorro en estas áreas tiene un efecto importante en las finanzas familiares. Además, las estimaciones son más importantes en comparación con el tamaño del mercado minorista de gas LP. El volumen total del mercado minorista de gas LP en zonas con más de 100 000 habitantes es de MXN 52 618 millones (INEGI, 2016). De este modo, las estimaciones implican un ahorro de entre 2.5% y 5% de la participación total del mercado minorista de gas LP en las ciudades. Si se considera el mercado minorista total de gas LP por año, tanto en ciudades pequeñas como grandes, esto asciende a MXN 94 056.1 millones (INEGI, 2016), lo que la OCDE calcula que implica ahorros de 1.4% a 2.8%.

Descripción del obstáculo y daños a la competencia

Los minoristas a menudo tienen dificultades para vender cilindros de gas LP por las complicaciones para obtener permisos municipales. Actualmente, los cilindros de gas LP en México se venden principalmente por distribuidores. Muy pocos minoristas, como supermercados o gasolineras, venden cilindros de gas LP a los consumidores finales desde sus instalaciones. A menudo es difícil obtener permisos municipales, pues los requisitos varían según las autoridades municipales y deben solicitarse para cada establecimiento (es decir, individualmente por cada tienda o gasolinera). La falta de criterios claros para la concesión de permisos municipales parece dificultar la venta de cilindros portátiles en supermercados y gasolineras. La falta de proveedores adicionales, especialmente tiendas minoristas y gasolineras, priva a los consumidores de una mayor diversidad y mejores precios.

Recomendación

La OCDE recomienda establecer un área dentro de una agencia federal para facilitar los negocios de las empresas de gas LP a nivel municipal, como ya se describió. En el caso de las bodegas de expendio, el área también podría ofrecer modelos de solicitudes de permisos a los municipios.

Metodología

En febrero de 2018, la COFECE publicó el estudio *Transición hacia Mercados Competidos de Energía: Gas LP*, que asesora para hacer más competitivo el mercado del gas LP. El estudio abarca información agregada sobre la cantidad real de distribuidores de gas LP en cada área y ofrece un estimado sobre reducciones de precios conforme aumenta su número.

La COFECE utiliza 145 áreas de distribución, según lo definido por la CRE en enero de 2008. Estas áreas comprenden al menos un municipio completo en uno o más estados

mexicanos. En general, las áreas metropolitanas tienden a estar agrupadas, igual que las ciudades pequeñas. Para efectos de esta cuantificación se asume que cada una de las 145 áreas definidas por la CRE tiene la misma población.

El informe de COFECE solo proporciona información (COFECE, 2018, p. 68) sobre el número de distribuidores por zona de forma agregada. Esto muestra la dispersión de los distribuidores por zona en forma de diagrama de caja (método para representar gráficamente grupos de datos numéricos mediante sus cuartiles, con 25% de cuartil, mediana y 75% de cuartil) dividido entre el tamaño de la población del área (un diagrama de caja para las áreas de menos de 100 000 personas, uno para las áreas con una población de entre 100 000 y 500 000 habitantes, uno para las áreas con una población de entre 500 000 y 1 000 000 de habitantes, y otro para las áreas con una población de más de 1 000 000 de habitantes). Así, no es posible determinar el número exacto de distribuidores en cada área de la CRE. Sin embargo, en el caso de las áreas de la CRE con poblaciones de menos de 100 000 habitantes, la gráfica indica claramente que 25% de estas zonas tiene uno o cero distribuidores, otro 25% tiene uno o dos distribuidores, otro 25% tiene dos o tres distribuidores y 25% tiene tres o más distribuidores. De este modo, para el propósito de este análisis no usaremos las áreas por encima del cuartil 75% porque no es posible determinar el número de distribuidores. Además, también es imposible determinar el número de distribuidores en las zonas de la CRE de más de 100 000 habitantes debido a la forma en que se muestra la información en el diagrama de caja.

El informe (COFECE, 2018, p. 91), utilizando una regresión para establecer el efecto marginal sobre los precios cuando un competidor más se une a un área que actualmente cuenta con un número k de distribuidores.

Los resultados se muestran a continuación:

Cuadro 2.A.2. Porcentaje promedio de reducción de precios en las áreas en las que actualmente hay k distribuidores

Cambio en distribuidores (k a $k+1$)	Reducción porcentual de precio($?k$)
1 a 2	6.56%
2 a 3	2.24%
3 a 4	1.12%
4 a 5	0.68%

Fuente: COFECE (2018), Transición hacia Mercados Competidos de Energía: Gas LP, p.61.

Cada dos años, el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) realiza la Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares (ENIGH), la más reciente de las cuales fue en 2016, representativa a nivel nacional, estatal y de grandes ciudades. Esta encuesta describe el tipo de combustible que utilizan los hogares, así como su gasto mensual promedio. Según la encuesta de 2016, el gasto promedio anual de los hogares en cilindros de gas LP ascendía a MXN 2 341. Además, el INEGI elabora mensualmente el índice de precios al consumidor (IPC) de diferentes productos, incluyendo el gas LP. Desde 2016 hasta junio de 2018, el IPC del gas LP aumentó 32% (INEGI, 2018). Así, al ajustar por este incremento en el IPC, el gasto promedio anual en cilindros de gas LP por hogar fue de MXN 3 090 en junio de 2018.

En la siguiente sección se calcula un límite inferior y uno superior de los beneficios para los consumidores resultantes de la aplicación de la recomendación de aumentar el número de distribuidores de gas LP.

Límite inferior de beneficios al consumidor

El límite inferior de los beneficios para el consumidor es el ahorro en el gasto total en cilindros de gas LP para los hogares que viven en poblaciones de menos de 100 000 habitantes. Este límite inferior, BC_{bajo} , se obtiene con la siguiente fórmula:

$$BC_{bajo} = \frac{H_{chico}}{4} \times \bar{G}_{chico} \times (\rho_1 + \rho_2 + \rho_3)$$

Donde:

- BC_{bajo} : medida estándar de beneficios al consumidor;
- H_{chico} : número de hogares en áreas con menos de 100 000 habitantes;
- \bar{G}_{chico} : gasto anual promedio de una vivienda en cilindros de gas, y
- ρ_k : disminución porcentual promedio del precio resultante de introducir un distribuidor más con un número k de distribuidores actuales.

De este modo, el beneficio anual para el consumidor equivale a tres cuartas partes del número de hogares de ciudades de menos de 100 000 habitantes que utilizan cilindros, multiplicado por el gasto promedio anual de los hogares en cilindros. Solo se usan tres cuartas partes de la población, pues no se puede determinar el efecto en el último cuartil. Esto se multiplica por el efecto marginal de introducir un nuevo competidor en un área que actualmente tiene k distribuidores. La nueva fórmula es:

$$BC_{bajo} = \frac{10.3 \text{ millones de hogares}}{4} \times 3\,090 \text{ MXN} \times (6.56 + 2.24 + 1.12)$$

Esto arroja un beneficio al consumidor de MXN 787.1 millones.

Límite superior de beneficios al consumidor

El límite superior de los beneficios al consumidor parte del supuesto de que la aplicación de la recomendación supone además una reducción en los gastos en cilindros de gas LP de los hogares que viven en poblaciones de más de 100 000 habitantes. Se asume que los gastos de este tipo de hogares caerán en una medida igual a la mitad del promedio de las reducciones porcentuales de precios (es decir, de las ρ) contenidas en el Cuadro 2. Por tanto, el límite superior de los beneficios al consumidor, BC_{alto} , está dado por la siguiente fórmula:

$$BC_{alto} = BC_{bajo} + \tilde{\rho} \times H_{grande} \times \bar{G}_{grande}$$

Donde:

- BC_{alto} : límite superior de beneficios al consumidor;
- BC_{bajo} : límite inferior de beneficios al consumidor;
- $\tilde{\rho}$: disminución porcentual promedio del precio resultante de introducir un distribuidor en poblaciones con más de 100 000 habitantes, variable que equivale al cambio de 4 a 5 distribuidores, es decir, a 0.68%;
- H_{grande} : número de hogares en localidades de más de 100 000 habitantes, y
- \bar{G}_{grande} : gasto anual promedio de las viviendas en cilindros de gas.

Según la ENIGH 2016 del INEGI, en 2016 había 13.47 millones de hogares en ciudades de más de 100 000 habitantes (INEGI, 2016). Como ya se mencionó, estos hogares gastaron en promedio MXN 3 090 anuales con precios de junio de 2018. Por tanto:

$$BC_{alto} = \text{MXN } 787.1 \text{ millones} + 0.0068 \times 13.47 \text{ millones de hogares} \times \text{MXN } 3\,090 \\ = \text{MXN } 1\,070.3 \text{ millones}$$

2.A.3 Aguas arriba: problemas en las licitaciones y en la producción de gas natural

Como ya se mencionó, las recomendaciones de la OCDE para el sector aguas arriba tiene un impacto directo en los beneficios para los consumidores, pero lo tendría en la producción mexicana de gas natural. Sin embargo, esto no necesariamente significa menores precios finales, ya que el precio del gas natural depende más de los precios internacionales. Así, si las recomendaciones de la OCDE relativas al aumento de la producción de gas natural se aplican totalmente, el beneficio sería para la producción nacional de gas natural y no para los consumidores.

La OCDE considera que si los participantes del mercado pudieran incrementar 1% su producción de gas natural, esta producción adicional valdría entre MXN 646.8 y 1 258.4 millones.

Daño a la competencia

Desde la Reforma Energética de 2013, el gobierno mexicano realizó dos rondas principales de licitaciones en las que se asignaron yacimientos con gas a empresas privadas para su producción. Sin embargo, no en todas las zonas se licitó con éxito, y los participantes de la industria se quejan de que determinadas condiciones tras la licitación podrían reducir o retrasar la producción. Se identificaron las siguientes restricciones:

- **Requisito de que las empresas privadas celebren licitaciones.** La disposición podría aumentar los costos para las empresas privadas obligadas a llevar a cabo procedimientos de licitación incluso con cantidades comparativamente pequeñas (licitación restringida a partir de USD 5 millones; licitación completa a partir de USD 20 millones).
- **Condiciones previas excesivas para participar en licitaciones de derechos de exploración.** Por ejemplo, las empresas que desean participar en una licitación deben precalificar para cada licitación aunque hayan participado el mismo año en una licitación con los mismos requisitos o incluso más estrictos.
- **Requerimientos de que las empresas utilicen un porcentaje mínimo de contenido nacional.** Esto incluye bienes, servicios y mano de obra calificada mexicanos, y capacitación de mano de obra mexicana, de 25% en 2015, que se incrementará gradualmente al menos a 35% para 2025. En la práctica, es difícil saber si una empresa cumple con la normativa sobre contenido nacional mínimo, pues hay que tener en cuenta a todos los proveedores utilizados por las empresas de exploración y extracción (que tienen sus propios subcontratistas y, a su vez, sus subcontratistas). Los participantes en el mercado afirman que se enfrentan a la incertidumbre sobre las metodologías de rendición de cuentas que deben utilizarse para estimar si cumplen los requisitos de la disposición.
- **Falta de recursos en la Dirección General de Impacto Social y Ocupación Superficial de la Secretaría de Energía (SENER),** retrasa la licitación de áreas, así como la producción en áreas ya contratadas.

Recomendación

La OCDE recomienda una serie de medidas para facilitar la participación en las licitaciones y aumentar la producción. Si se implementan, estas medidas harán que las empresas privadas aumenten su producción y sus ventas.

Metodología

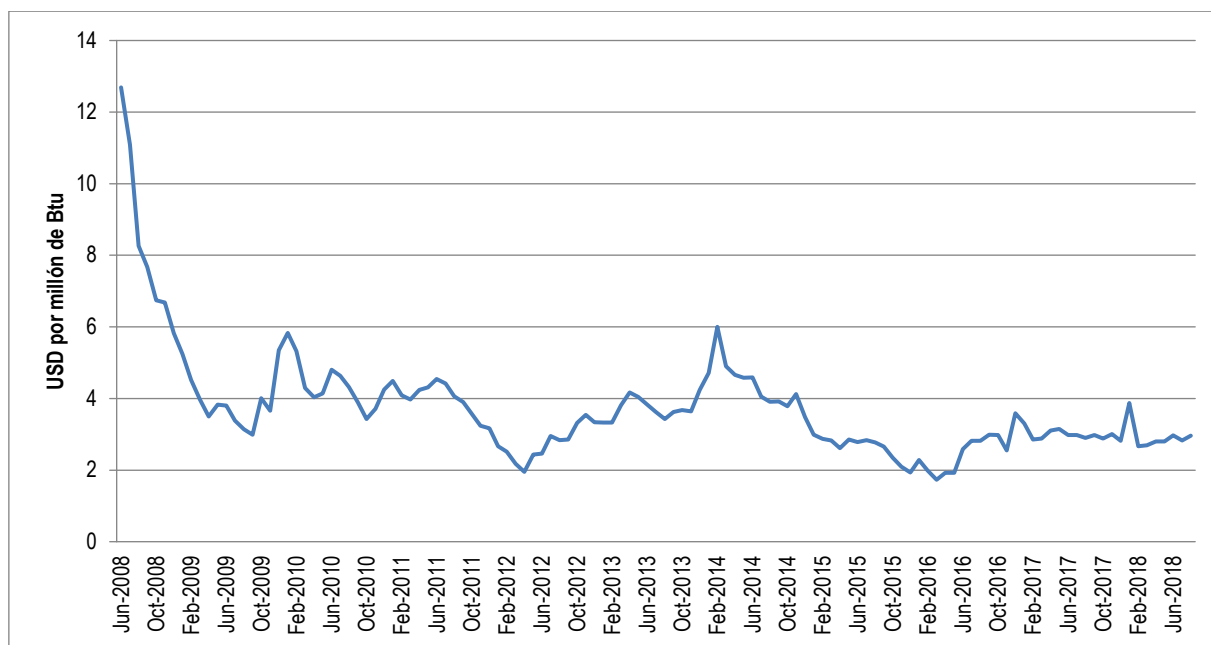
Si se implementan las recomendaciones de la OCDE, la producción de gas natural en el segmento de aguas arriba se incrementaría 1% a partir de los niveles de 2017.

Esto se calculó en dos escenarios posibles. En el primer caso, se asumió que el aumento de los precios sigue los niveles internacionales. Así, utilizamos precios promedio de Estados Unidos; estos son precios en los que se vende el gas natural antes de su transporte y procesamiento, y los publica la Agencia de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA). Para un límite superior se utilizaron los precios de las ventas de primera mano (VPM) en México, y después de su liberalización, a mediados de 2017, precios mayoristas del gas natural (que básicamente son los mismos que los precios de las VPM) que publica la CRE.

Advertencia

En la actualidad, los precios del gas natural a nivel aguas arriba son históricamente bajos. Como se ve en la Gráfica 2.A.1, el precio actual del gas natural en Henry Hub es aproximadamente 22% de lo que era hace una década (EIA, 2018). En junio de 2008, el precio de un millón de unidades térmicas británicas (Btu) era de USD 12.69; en junio de 2018 el precio era de solo USD 2.97.

Gráfica 2.A.1. Precio de gas natural del índice Henry Hub (USD por millón de Btu)



Fuente: EIA, 2018.

Además, debido a los bajos precios, entre otros factores, la producción mexicana de gas natural húmedo también ha disminuido. En 2017 la producción total fue la más baja desde 2013. La producción en 2017 fue de 52 381,3 MMpcd. En 2013 era de 65 840,8 MMm³d. En 2017 la producción total fue la más baja desde 2013. La producción en 2017 fue de 52 381.3 MMpcd. En 2013 era de 65 840. MMm³d. Los precios más bajos del gas en México generalmente también conducen a una menor producción nacional. Esto se debe a que la producción de gas en México es cara en comparación con la producción de gas en Estados Unidos, principalmente por la falta de inversión durante muchos años en la industria nacional. México es un “tomador de precios”, no un “creador de precios”. Los bajos precios del gas, especialmente en Estados Unidos, llevan a una menor producción en México, ya que solo se extrae el gas que es más barato de producir. Mientras tanto el resto, se deja en el subsuelo, ya que no sería rentable producirlo (S&P Global Platts, 2018). Esta combinación de bajos precios del gas en sector aguas arriba y baja producción hace que nuestra línea base para nuestra cuantificación en la fase anterior sea muy baja.

Límite bajo de ahorro

Para calcular el límite bajo se utilizaron los precios promedio a boca de pozo en Estados Unidos de 2017 y las tasas de producción mexicana (del INEGI).

Se calculó un aumento de 1% en la producción manteniendo los precios constantes. Como ya se mencionó, los precios en México reaccionan ante la producción nacional en un grado extremadamente bajo. Se asume que cuando se levanten las restricciones, la producción se hará más barata y por tanto más competitiva, lo que significa que se extrae más gas en México al precio actual o a un precio internacional más alto del gas natural. Este límite bajo, S_{bajo} , se calcula así:

$$S_{bajo} = \beta \times P_{p2017} \times producción_{2017}$$

Donde:

- S_{bajo} : medida estándar de ahorro si México importa menos gas natural;
- β : efecto maginal de retirar las restricciones, en este caso, 1%;
- P_{p2017} : precios a boca de pozo promedio en Estados Unidos de gas natural por millones de pie cúbicos en MXN, y
- $producción_{2017}$: producción total de gas natural en México en 2017 en MMpc.

Así, tenemos:

$$S_{bajo} = 1\% \times 34.9 \times 1000 \times 1\,849\,831$$

$$S_{bajo} = 646.8 \text{ millones}$$

Límite superior de ahorros

Para calcular el límite superior se utilizaron precios promedio mensuales de VPM en 2017 y la producción mexicana. Actualmente, los precios mexicanos son mucho más altos que los estadounidenses debido a varios problemas en la producción. Los precios de VPM son los que PEMEX PEP (hasta ahora el único productor de gas natural, aunque algunos pozos de producción se han asignado a empresas privadas en las primeras dos rondas de licitación) vende a su filial de procesamiento. En general, esto debería reflejar sus costos de producción, que es superior al precio mayorista internacional. Así, actualmente PEMEX PEP solo se vende a sí misma. PEMEX TRI (subsidiaria de PEMEX PEP) continúa comprando gas a PEMEX PEP porque ya cuenta con la infraestructura para procesarlo,

aunque sea más caro que el gas importado, pero las cantidades compradas disminuyen constantemente a medida que aumenta el costo de oportunidad de la importación de gas. De este modo, si PEMEX PEP reduce sus costos de producción, podría vender gas a un precio más competitivo a PEMEX TRI, y en épocas posteriores, a otras compañías procesadoras. Por esto se calcula un aumento de 1% en la producción manteniendo los precios constantes. Este límite superior, S_{alto} , está dado por:

$$S_{alto} = \beta \times \sum_1^{12} P_{VPMt} \times producción_t$$

Donde:

- S_{alto} : medida estándar de ahorro en MXN millones;
- β : efecto maginal de retirar las restricciones, en este caso, 1%;
- P_{VPMt} : precios de VPM de gas natural;
- t : cada mes de enero a diciembre de 2017, y
- $producción_t$: producción total de gas natural en México en MMpc.

Cuadro 2.A.3. Precios de VPM por mes en 2017

	Precio por MMpc (MXN)	Producción mensual en MMpc	Producción (MXN millones)
Ene-17	60 602.22405	165 106	10 005.7908
Feb-17	76 966.09061	148 372	11 419.6128
Mar-17	66 457.76624	166 873	11 090.00683
Abr-17	49 882.88916	160 020	7 982.259923
May-17	56 455.86715	164 269	9 273.94884
Jun-17	56 498.06925	157 590	8 903.530734
Jul-17	73 271.82376	161 696	11 847.76082
Ago-17	76 824.29153	156 085	11 991.11954
Sep-17	72 821.21078	129 060	93 98.305463
Oct-17	74 293.53675	147 529	10 960.45118
Nov-17	79 462.23967	144 090	11 449.71411
Dec-17	77 258.4457	149 141	11 522.40185

Se sustituye en la ecuación original y tenemos:

$$S_{alto} = 1\% \times 125\ 844.9$$

$$S_{alto} = 1\ 258.4 \text{ millones}$$

Notas

¹ Un tanque estacionario es un contenedor de metal rellenable para gas LP en instalaciones residenciales. Los rellenan camiones con uno o más contenedores rellenable de gas LP.

² Naturgy, hoy en día el mayor distribuidor de gas natural en México, cobra una tarifa única de MXN 2 540 por conexión. Hay más información en www.naturgy.com.mx/servlet/ficheros/1297159717058/Tarifas2018_cdmxx.pdf.

³ Una encuesta breve de un minorista nacional importante reveló que el tanque estacionario más chico cuesta MXN 4 300, que es MXN 1 800 más que la tarifa de conexión de Naturgy. Véase <http://www.homedepot.com.mx/plomeria/tuberias-y-conexiones/tanques-reguladores-y-controladores-para-gas/tanque-est-100h-valvinds-l-200012>.

Referencias

- CNH (2018), *Reservas 2P y 3P al 1 de enero de 2018*, www.gob.mx/cms/uploads/attachment/data/file/330627/Presentacion_Reservas_2P_y_3P_al_1-ene-2018_ODG_dgr-vf-ok.pdf.
- COFECE (2018), *Transición hacia Mercados Competidos de Energía: Gas LP*, www.cofece.mx/wp-content/uploads/2018/06/Libro-GasLP_web.pdf#pdf.
- CRE (2018), *Precios Máximos de Gas Natural Objeto de Venta de Primera Mano*, <https://datos.gob.mx/busca/dataset/precios-maximos-de-gas-natural-objeto-de-venta-de-primera-mano>
- EIA (2018a), *Henry Hub Natural Gas Prices*, www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdm.htm.
- EIA (2018b), *Natural Gas*, www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_whv_a_EPG0_FWA_dpncf_a.htm.
- INEGI (2018a), *Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC): Energéticos*, www.beta.inegi.org.mx/proyectos/precios/inpc/.
- INEGI (2018b), *Minería: volumen de producción de petróleo crudo y gas natural*, www.inegi.org.mx/sistemas/bie/.
- INEGI (2016), *Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares 2016*, www3.inegi.org.mx/rnm/index.php/catalog/310.

Anexo A. Metodología

Este estudio abarca el sector del gas, en particular el gas natural y su extracción, procesamiento, transporte, distribución a usuarios finales y manufactura de productos de petroquímica básica del gas natural, así como gas licuado de petróleo (gas LP) y su extracción, procesamiento, almacenamiento, transporte y distribución a usuarios finales. Los sectores se seleccionaron en consulta con la Secretaría de Economía.

La evaluación de las leyes y regulaciones en estos sectores y sus subsectores se llevó a cabo en cuatro etapas. El presente anexo describe la metodología seguida en cada una de ellas.

Etapa 1: Mapeo de los sectores

El objetivo de la primera etapa del proyecto consistió en identificar y recopilar todas las leyes y regulaciones pertinentes a los sectores. Como condición previa, fue necesario definir con detalle el alcance del sector y sus respectivos subsectores.

La tarea de recopilar la legislación pertinente de cada sector fue realizada por el equipo de la OCDE, que recurrió a varias fuentes. Las principales herramientas para identificar la legislación aplicable fueron las bases de datos en línea de la Cámara de Diputados,¹ el *Diario Oficial de la Federación* (DOF),² y el sitio web de la Suprema Corte de Justicia de la Nación.³ A ello se sumaron los sitios web de las autoridades competentes y de asociaciones comerciales y de consumidores. Además, para garantizar que el estudio cubriese todas las disposiciones legales relevantes, se solicitó información a todas las autoridades competentes involucradas en los sectores seleccionados, así como a las partes interesadas. En total, en la primera etapa se identificaron 279 disposiciones legales relevantes.

Etapa 2: Análisis de la legislación y selección de las disposiciones para su posterior análisis

En la segunda etapa del proyecto, el trabajo principal fue examinar la legislación para identificar disposiciones potencialmente restrictivas, así como presentar un panorama económico de los sectores pertinentes. Dos miembros del equipo (“principio de que cuatro ojos ven mejor que dos”) buscaron los textos legislativos.

La legislación recopilada en la primera etapa se analizó con el marco proporcionado por las *Herramientas para la Evaluación de la Competencia de la OCDE*. Este conjunto de herramientas, desarrollado por la División de Competencia de la OCDE, proporciona una metodología general para identificar los obstáculos innecesarios en las leyes y regulaciones y diseñar políticas menos restrictivas que aun así permitan el logro de los objetivos del gobierno. Uno de los elementos principales de las herramientas es una lista de verificación de competencia que presenta una serie de preguntas sencillas para examinar leyes y regulaciones con el potencial de restringir innecesariamente la competencia.

Recuadro A.1. Lista de verificación de competencia de la OCDE

Si la legislación contiene cualquiera de los siguientes impactos sería necesario realizar una evaluación más completa sobre los efectos sobre la competencia:

A) Limita el número o variedad de proveedores

Es posible que esto suceda si la legislación:

1. Otorga derechos exclusivos a un proveedor para prestar servicios u ofrecer bienes;
2. Establece un proceso de obtención de licencias, permisos o autorizaciones como requisito para operar;
3. Limita la capacidad de ciertos tipos de proveedores para prestar un servicio u ofrecer un bien;
4. Eleva de forma significativa el costo de entrada o de salida para un proveedor;
5. Crea una barrera geográfica a la capacidad de las empresas de ofrecer bienes o servicios, invertir capital u ofrecer mano de obra.

B) Limita la capacidad competitiva de los proveedores

Es posible que esto suceda si la legislación:

1. Limita la capacidad de los vendedores para establecer los precios de bienes o servicios;
2. Limita la libertad de los proveedores de promocionar o de comercializar sus bienes o servicios;
3. Establece estándares de calidad de los productos que favorecen a algunos proveedores o que van más allá del nivel que elegiría un gran número de consumidores bien informados;
4. Incrementa de manera significativa los costos de producción de algunos proveedores con respecto a otros (en especial al tratar a los operadores actuales en el mercado de manera diferente con respecto a los nuevos).

C) Reduce los incentivos de los proveedores para competir

Es posible que esto suceda si la legislación:

1. Genera un régimen de autorregulación o corregulación;
2. Exige o fomenta la publicación de información sobre producción, precios, ventas o costos de los proveedores;
3. Exime la actividad de los proveedores de un grupo o industria en particular de operar bajo los lineamientos de la ley general de competencia.

D) Limita las alternativas e información disponibles para los consumidores

Es posible que esto suceda si la legislación:

1. Limita la capacidad de los consumidores para decidir de quién comprar;
2. Reduce la movilidad de los clientes entre proveedores de bienes o prestadores de servicios mediante el incremento de los costos explícitos o implícitos de un cambio de proveedor;
3. Modifica fundamentalmente la información necesaria para que los compradores compren de manera efectiva.

Fuente: OCDE (2017a).

Con la metodología del conjunto de herramientas, el equipo de la OCDE compiló una lista de todas las disposiciones para las que hubo una respuesta positiva a cualquiera de las preguntas de la lista de verificación. La lista final constó de 105 disposiciones en el sector del gas.

El equipo de la OCDE también preparó un panorama económico general de los sectores de gas natural y gas LP en el que se analizaron las tendencias de la industria y los principales indicadores, como producción, comercio internacional y precios, incluidas las comparaciones con otros países miembros de la OCDE cuando fue pertinente. También analizó estadísticas resumidas sobre los principales indicadores del estado de competencia que suelen utilizar las autoridades de competencia, en especial información sobre las participaciones de mercado de los actores más importantes de cada sector. En la medida de lo posible, estas estadísticas se desglosaron por subsector. El análisis en esta etapa tuvo como objetivo encontrar información de fondo para comprender mejor el funcionamiento de los sectores, proporcionar una evaluación general de la competencia y describir a los actores y las autoridades más importantes del sector.

Etapa 3: Evaluación profunda del daño a la competencia

Se examinaron las disposiciones que llegaron hasta la tercera etapa para determinar si podían resultar perjudiciales para la competencia. Al mismo tiempo, el equipo investigó los objetivos de políticas públicas de las disposiciones seleccionadas para comprender mejor las regulaciones. Un propósito adicional al identificar los objetivos consistió en idear alternativas a las regulaciones existentes teniendo en cuenta el objetivo de las disposiciones específicas cuando se requiriera para la cuarta etapa. Se investigó el objetivo del legislador en los considerandos de la legislación, cuando fue posible, o por medio de reuniones con las dependencias públicas competentes.

El análisis detallado de los daños a la competencia se llevó a cabo de manera cualitativa e incluyó varias herramientas, como el análisis económico y la investigación sobre las regulaciones aplicadas en otros países de la OCDE. Todas las disposiciones se examinaron con base en la orientación proporcionada en las *Herramientas para la Evaluación de la Competencia de la OCDE*. Las entrevistas con expertos gubernamentales complementaron el análisis al proporcionar información crucial sobre los objetivos de los legisladores, así como sobre la implementación y los efectos reales de las disposiciones.

Una tarea muy importante iniciada en la tercera etapa fue establecer contacto con el mercado por medio de las principales asociaciones de la industria presentes en cada sector. Las entrevistas con los actores del mercado contribuyeron a una mejor comprensión de cómo funcionan los subsectores en investigación y ayudaron en el análisis de los posibles obstáculos derivados de la legislación.

Etapa 4: Formulación de recomendaciones

Con base en los resultados de la tercera etapa, el equipo de la OCDE elaboró recomendaciones preliminares para las disposiciones que se consideró que restringían la competencia. Trató de encontrar alternativas menos restrictivas para los oferentes pero que estuvieran aún cerca del objetivo inicial del legislador. En este proceso nos basamos en la experiencia internacional cuando estuvo disponible.

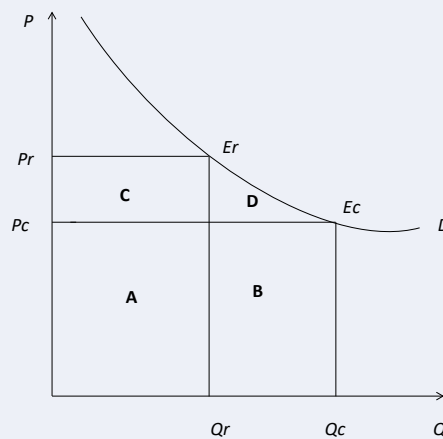
Además, para analizar los beneficios de eliminar las barreras a la competencia, siempre que fue factible y apropiado para el análisis del tema en cuestión el equipo de la OCDE reunió información que podía utilizarse para cuantificar los efectos. En estos casos, la información

se analizó con técnicas econométricas. En otros casos, el impacto esperado de una restricción regulatoria no pudo modelarse directamente debido a la falta de información suficiente. Por tanto, nos basamos en la metodología estándar para medir el efecto de los cambios en las políticas sobre el excedente del consumidor. En particular, seguimos el enfoque de la OCDE (2017c) que deriva una fórmula para los cambios en beneficio del consumidor cuando solo están disponibles los ingresos del sector y el efecto promedio en el precio de la restricción encontrada. Esto se explica en el Recuadro A.2, a continuación.

Recuadro A.2. Medición de los cambios en el excedente del consumidor

Los efectos de los cambios regulatorios a menudo se examinan como movimientos de un punto a otro en la curva de demanda. Para muchas regulaciones que tienen el efecto de restringir la oferta o elevar los precios se puede calcular una estimación del beneficio o daño al consumidor con el cambio de un equilibrio a otro. Gráficamente, el cambio se ilustra mediante una curva de demanda de elasticidad constante. Er muestra el equilibrio con la regulación restrictiva y Ec muestra el punto de equilibrio con la regulación competitiva. El equilibrio competitivo es diferente del equilibrio regulatorio restrictivo en dos aspectos importantes: el precio es más bajo y la cantidad es mayor. Estas propiedades son un resultado muy conocido de muchos modelos de competencia.

Gráfica A.1. Cambios en el excedente del consumidor



Fuente: Ennis, S. (2017), "Estimating consumer benefits of pro-market regulatory reform", borrador de trabajo, Competition Division, OECD, enero de 2017

A partir del supuesto de elasticidad constante de la demanda, la ecuación para el beneficio del consumidor es:

$$CB = C + D \approx (P_r - P_c)Q_r + \frac{1}{2} (P_r - P_c)(Q_c - Q_r)$$

Cuando se esperan cambios de precio, una fórmula básica para medir el beneficio del consumidor de eliminar la restricción es:

$$CB = \left(\rho + \frac{1}{2} \epsilon \rho^2 \right) R_r$$

donde CB representa el daño al consumidor, ρ representa el cambio porcentual del precio relacionado con la restricción, R_r representa los ingresos del sector y ϵ es la elasticidad de la demanda.

Cuando no se conoce la elasticidad de la demanda, vale la pena notar que si $|\epsilon|=2$, lo cual correspondería a una demanda más elástica que en un mercado monopolístico pero lejos de ser perfectamente elástica como en un mercado competitivo, la expresión de arriba se simplifica a:

$$CB = (\rho + \rho^2)R_r$$

Fuente: OCDE (2017c).

En un taller realizado en julio de 2018, el equipo de la OCDE presentó recomendaciones preliminares a las autoridades mexicanas pertinentes y solicitó su opinión sobre ellas. Sus comentarios se tuvieron en cuenta al decidir las recomendaciones finales.

En total, se presentaron a la Secretaría de Economía 72 recomendaciones en octubre de 2018.

Desarrollo de habilidades

Otra vertiente importante del trabajo del proyecto fue asistir en el desarrollo de habilidades para la evaluación de la competencia de la administración mexicana. Para ello, funcionarios de las autoridades mexicanas competentes participaron en dos talleres de jornada completa para familiarizarse con la aplicación de las *Herramientas para la Evaluación de la Competencia de la OCDE*. Participaron expertos de las siguientes entidades públicas: Secretaría de Energía (SENER), Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE), Comisión Reguladora de Energía (CRE), Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA), Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS), Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT), Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE), Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), Procuraduría Federal del Consumidor (PROFECO), Gobierno de la Ciudad de México y Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Más específicamente, al comienzo del proyecto, en febrero de 2018, la OCDE organizó un taller en el que se ofreció una visión general del Proyecto de Evaluación de la Competencia en México y se dio una introducción a la política de competencia, así como a las *Herramientas para la Evaluación de la Competencia de la OCDE*. En el taller se explicaron las tareas de las etapas 1 y 2, y los principios para la revisión de la legislación. En julio de 2018 el equipo realizó un taller adicional de un día completo durante el cual se trató la metodología para el análisis cualitativo y cuantitativo de las disposiciones restrictivas, y se presentaron los resultados preliminares. El equipo examinó el daño a la competencia con referencia a disposiciones específicas y pidió información sobre posibles alternativas para lograr los mismos objetivos de políticas públicas y al mismo tiempo reducir el daño a la competencia.

Notas

¹ www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/index.htm (consultado el 16 de septiembre de 2018).

² <http://dof.gob.mx/> (consultado el 16 de septiembre de 2018).

³ <http://legislacion.scjn.gob.mx/Buscador/Paginas/Buscar.aspx> (consultado el 16 de septiembre de 2018).

Referencias

- OCDE (2017a), *Herramientas para la Evaluación de la Competencia: Volumen 1: Principios*, www.oecd.org/daf/competition/46193173.pdf.
- OCDE (2017b), *Herramientas para la Evaluación de la Competencia: Volumen 2: Guía*, <http://www.oecd.org/daf/competition/98765433.pdf>.
- OECD (2017c), *Herramientas para la Evaluación de la Competencia: Volumen 3: Manual de Operación*, www.oecd.org/daf/competition/COMP_Toolkit_Vol.3_ENG_2015.pdf.

Anexo B. Análisis de la legislación por sector

Restricciones aguas arriba de gas

Núm .	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
1	Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos. DOF 06-03-2015	Ley: Artículo 35, fracción I	Exploración y extracción de hidrocarburos / Subcontratación	Para la exploración y extracción de hidrocarburos en territorio mexicano, el gobierno federal puede utilizar una asignación para otorgar áreas y sus derechos de exploración y extracción de hidrocarburos a PEMEX u otras empresas productivas estatales (EPE), o bien adjudicar contratos de derechos de producción de hidrocarburos a empresas privadas o EPE. La Ley de Hidrocarburos define las asignaciones como un "acto jurídico administrativo mediante el cual el Ejecutivo Federal otorga exclusivamente a un Asignatario el derecho	SHCP	A3	Esta disposición regula la forma en que las empresas privadas deben subcontratar o comprar bienes y servicios; esto puede aumentar los costos de las empresas privadas, pues se ven obligadas a realizar un procedimiento de licitación para subcontratar aun para montos relativamente pequeños. A su vez, limita su libertad de elegir libremente a sus proveedores.	El requisito de celebrar procedimientos de licitación incluso para entidades privadas que subcontratan a otras empresas privadas podría ser una forma de fortalecer el proceso competitivo a lo largo de la cadena de valor, pues garantiza que las empresas más pequeñas puedan ser subcontratadas, a pesar de no tener una relación comercial con contratistas o asignatarios de mayor envergadura. Este requisito garantiza condiciones justas de participación y que al subcontratar se elija la mejor oferta. Sin embargo, existe el peligro de que las empresas recurran a la subcontratación para coludirse; por ejemplo, una	La OCDE recomienda que las empresas privadas puedan seleccionar libremente a sus proveedores. Sin embargo, deben tener que informar de todas sus subcontrataciones a la CNH para detectar y evitar acuerdos colusorios entre empresas que inicialmente compitieron en el proceso de contratación (o que no participaron debido a un acuerdo). Además, la OCDE recomienda que se añada una cláusula a todas las licitaciones para exigir a las empresas que revelen su intención de subcontratar y que

Núm .	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
	Modificación a los Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos. DOF: 06-07-2015			para realizar actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en el Área de Asignación, por una duración específica". Los contratos se definen en la Ley de Hidrocarburos como un "acto jurídico que suscribe el Estado Mexicano, a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, por el que se conviene la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en un Área Contractual y por una duración específica". Por lo general, los contratos se otorgan mediante un proceso de licitación en el que pueden participar tanto las EPE como las empresas privadas.				empresa se compromete a retirar o perder su oferta para que otra pueda ganar, y el ganador a su vez se compromete a subcontratar a la otra empresa. Así, es una buena práctica impulsar a los contratistas a informar a la CNH sobre cualquier subcontratación planeada en su oferta original, y luego informar sobre cualquier subcontratación consiguiente, así como los criterios de selección.	informen de cualquier subcontratación posterior, así como de sus criterios de selección. No hay recomendaciones en lo concerniente a las EPE.
	Modificación a los Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los			Según los Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de					

Núm	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
.	contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos. DOF: 28-11-2016			<p>hidrocarburos, si un asignatario o un contratista subcontrata o realiza adquisiciones por montos inferiores a USD 5 millones, el asignatario o contratista puede utilizar cualquier procedimiento de selección que elija. Si el importe se sitúa entre USD 5 y 20 millones, el asignatario o contratista debe elegir a su proveedor mediante el "procedimiento de invitación restringida", en el que se invita al menos a tres empresas a presentar ofertas y el contrato se adjudica a la mejor en términos de calidad y precio. Por último, para importes superiores a USD 20 millones, el asignatario o contratista debe ejecutar un procedimiento de licitación. Estos umbrales se aplican tanto a las empresas privadas como a las EPE, pues un contratista puede ser una EPE o una empresa privada.</p> <p>La legislación adicional establece normas de</p>					

Núm .	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
				contratación para las EPE. Por ejemplo, para PEMEX, el Artículo 50 del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos requiere que la compañía realice una licitación para cualquier contratación o compra por un valor superior a MXN 3 millones. Este umbral es considerablemente inferior al establecido en las directrices generales examinadas anteriormente. De acuerdo con PEMEX, es la política interna de la empresa que cuando se aplican dos criterios (en este caso, dos umbrales diferentes para una obligación de presentar una oferta), se utilice el más estricto, en este caso, el umbral más bajo.					
2	Convocatorias de las licitaciones. Requisitos de precalificación.	N/A	Convocatoria de la licitación/ Barrera a la entrada	Para participar en los procedimientos de licitación para la adjudicación de contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, las empresas privadas y EPE deben cumplir con ciertos criterios de precalificación establecidos en las bases de la convocatoria. Estos	CNH	A3	Varios participantes del mercado afirman que los criterios de precalificación son excesivos. Esto incrementa el costo de participación de las empresas.	Garantizar que sólo las empresas o EPE capaces de cumplir los contratos puedan participar en los procedimientos de licitación. De acuerdo con los requisitos de la CNH, cada proceso de contratación es específico y, como tal, sus criterios deben modificarse en consecuencia. Las condiciones cambian en función del tipo de terreno que	La OCDE recomienda que en la medida de lo posible se estandaricen las condiciones que las empresas privadas y las EPE deben cumplir para participar en licitaciones de contratos. Estas condiciones generales pueden modificarse de ser

Núm	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
				<p>cráteros varían según el tipo de bloques licitados (por ejemplo, aguas someras, aguas profundas, terrestres) y el tipo de actividades que va a realizar el contratista ganador. Por ejemplo, las licitaciones terrestres suelen tener menos requisitos financieros (como valor total de la empresa, sus créditos, etc.) que las licitaciones de aguas someras y de aguas profundas. Un proveedor debe ser precalificado para cada licitación, aunque antes haya participado en una licitación durante la misma ronda que le exigiera cumplir con requisitos similares o más estrictos.</p>				<p>se lícita y del tipo de actividad. Por ejemplo, en el caso de las áreas terrestres, la CNH pide condiciones más fáciles de cumplir para que las empresas más pequeñas puedan participar en las actividades de exploración y extracción.</p> <p>Desde 2018, la CNH permite a las empresas que han presentado documentos en una precalificación anterior simplemente declarar que lo han hecho en lugar de tener que volver a presentarlos. La CNH dice que actualmente trabaja en un registro de participantes precalificados para evitar que las empresas privadas o las EPE tengan que incurrir en costos adicionales innecesarios para la presentación de los documentos.</p> <p>Comparación internacional</p> <p>En Colombia, todos los requisitos para participar en procedimientos de licitación se publican en los términos de referencia de cada ronda de licitaciones. Si una empresa está precalificada para terrenos difíciles, también lo está para una licitación para terrenos más fáciles. Sin embargo, la calificación sólo se aplica a cada ronda (un conjunto de</p>	<p>necesario, de acuerdo con cada caso. Además, la OCDE sugiere que se introduzca un padrón de participantes precalificados a fin de evitar que las empresas privadas o las EPE tengan que demostrar más de una vez el cumplimiento de los mismos requisitos. No obstante, las condiciones deben verificarse periódicamente (por ejemplo, cada cinco años) para asegurarse de que la empresa en cuestión sigue cumpliendo todas ellas.</p>

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
3	Ley de Hidrocarburos. Última reforma: DOF: 15-11-2016 Reglamento de la Ley de Hidrocarburos. DOF: 31-10-2014 Disposiciones Administrativas de Carácter General mediante las que se determinan los requisitos que deberán incluir las solicitudes de los titulares de una concesión minera que están interesados en obtener la adjudicación	Ley: Artículo 27 Reglamento: artículos 51, 52, 53 Disposiciones Administrativas de carácter general	Extracción de gas natural/ Restringe participación	La Secretaría de Economía (SE), con el apoyo de la Secretaría de Energía (SENER), otorga concesiones para la explotación de minas de carbón. Si un concesionario descubre que una de sus vetas de carbón mineral también contiene gas natural, la CNH puede otorgarle una concesión adicional para la exploración y extracción del gas sin necesidad de un proceso de licitación. El titular de la concesión minera debe demostrar a SENER que dispone de las capacidades técnicas, administrativas y financieras para llevar a cabo la exploración y extracción del gas natural asociado a la veta de carbón mineral. Si el titular de la concesión minera no está interesado o no tiene	SE, SENER, CNH	A3	La adjudicación directa de contratos de exploración y extracción de gas natural en minas de carbón a los titulares de una concesión minera impide que otras empresas, que podrían ser más eficientes que el titular de la concesión minera, compitan por estos contratos. Un proceso de licitación sólo puede llevarse a cabo cuando el concesionario minero no está interesado en la exploración y extracción de gas natural, o	licitaciones que tienen lugar en el mismo año), pues la capacidad financiera de una empresa puede cambiar con el tiempo. (Véase http://ronda2014.anh.gov.co/rondacolombia2014/index.php/2-terminos-de-referencia/minuta-del-contrato .) El hecho de que dos empresas operen en la misma veta de carbón mineral —una extrayendo carbón y la otra gas natural— puede plantear problemas técnicos y de seguridad que pueden dar lugar a accidentes. El gas asociado a las vetas de carbón, por ejemplo, es muy inflamable, por lo que es importante que el gas natural se trabaje antes que la veta de carbón, mientras que pueden surgir problemas de seguridad debido a la falta de comunicación si dos compañías operan en la misma área. Además, como los titulares de concesiones mineras están probablemente exentos de un proceso de licitación, la explotación de la misma veta para extraer carbón y gas permite economías de escala y de alcance. El sistema actual tiene la ventaja de que se reducen las disputas sobre los derechos de exploración y extracción de gas asociado a las vetas de carbón.	Ninguna recomendación.

Núm .	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
	directa de un Contrato para la Exploración y Extracción de Gas Natural asociado a la Veta de Carbón Mineral y producido por la misma. DOF: 09-12-2015			está calificado para tal concesión, la CNH puede otorgar derechos de producción a otra empresa, ya sea mediante asignación o proceso de licitación. Si la exploración y extracción de gas natural asociado a la veta de carbón mineral tienen el potencial de dañar al titular de la concesión minera, se inicia un periodo de negociación de 90 días para que el titular de la concesión minera y el contratista o asignatario lleguen a un acuerdo sobre la indemnización adecuada. Si no se llega a un acuerdo, la CNH, con la ayuda de las autoridades competentes, determina si pueden coexistir ambas actividades (es decir, la extracción de carbón y gas natural). En ese caso, la CNH establece la compensación a pagar al concesionario minero, la cual debe ubicarse entre 0.5% y 2% de las utilidades después de impuestos del asignatario o contratista. La disposición no es muy			cuando no tiene la capacidad técnica, administrativa y financiera para esta actividad.	Finalmente, los participantes del mercado especializados en la extracción y exploración de hidrocarburos (es decir, empresas no mineras) han mostrado poco interés en acceder a los yacimientos de gas asociado a las vetas de carbón en México.	
								<p>Comparación internacional</p> <p>Existen diferentes modelos para asignar derechos de extracción de gas asociado a vetas de carbón. Un enfoque consiste en tratar el gas de las vetas de carbón como parte del patrimonio carbonífero y asignar derechos de extracción a empresas carboníferas. Este enfoque se aplica en Alemania, donde los derechos de extracción de gas de las vetas de carbón se conceden automáticamente a las empresas mineras durante la duración de la concesión minera. Sin embargo, las empresas deben demostrar que diseñaron planes suficientes para las actividades y que se realizarán en un plazo aceptable para el tipo, alcance y finalidad de la extracción de gas de los yacimientos de carbón.</p> <p>En Estados Unidos no existe un marco uniforme para asignar derechos de exploración y</p>	

Núm	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
				<p>clara en cuanto a la fórmula exacta para calcular esta compensación, pero es probable que los porcentajes se refieran a cualquier beneficio de la exploración de gas en la veta de carbón mineral.</p>				<p>extracción de gas de las vetas de carbón. En general, el propietario del terreno puede ceder la totalidad de los derechos o dividirlos. Esto se deriva en parte del concepto legal conocido como división de derechos (<i>split estates</i>), término de derecho estadounidense que implica que los propietarios controlan lo que hay en la superficie, mientras que otros propietarios (por ejemplo, una empresa minera) pueden poseer o arrendar el derecho a extraer minerales o gas. Otra forma de propiedad dividida ocurre cuando los minerales son propiedad del gobierno federal. Sin embargo, muchas tierras en los estados del oeste de EUA se privatizaron previamente mediante leyes del Congreso, como la Ley de 1916 de aumento de la propiedad de la población (véase https://grs-global.com/2017/08/split-estates-the-impact-of-mineral-rights-on-property-values-and-use). En general, siguiendo el precedente de <i>Ohio Oil Co. v. Indiana</i> (1900), los titulares de contratos de arrendamiento de carbón no tienen derechos automáticos sobre el gas asociado a vetas de carbón y deben llegar a un acuerdo con los titulares de contratos de extracción de gas, los propietarios de las superficies y</p>	

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
								<p>el gobierno. En consecuencia, en Estados Unidos ha habido repetidas controversias en relación con la propiedad del gas de veta de carbón, que se resuelven caso por caso en función de los contratos individuales entre los propietarios de las superficies y los arrendatarios de los derechos mineros. (Véase el Análisis de las Mejores Prácticas Internacionales para la Recuperación y Utilización del Metano de las Minas de Carbón 2009 de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos, www.epa.gov/sites/production/files/2016-03/documents/analysis_best_practices.pdf, y https://journals.library.ualberta.ca/functiontesting/index.php/functiontesting/Articulo/viewFile/29260/21503).</p>	
4	Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de autorizaciones para el reconocimiento y exploración superficial de hidrocarburos. DOF: 26-01-2015	Artículo 10, fracciones II y III	Requisitos/ Barrera a la entrada	De conformidad con el Artículo 10, fracción II, una empresa que solicite una autorización para el reconocimiento y exploración superficial — un estudio en tierra o en el mar que tiene por objeto determinar la presencia de hidrocarburos dentro de un área definida— debe proporcionar a la CNH	CNH	A2, A3	La disposición original de 2015 no aclaraba si la experiencia internacional se consideraba equivalente a la experiencia mexicana, lo que discriminaría a las empresas no mexicanas.	<p>El objetivo es garantizar que sólo las empresas capaces y confiables reciban una autorización para el reconocimiento y exploración superficial.</p> <p>Comparación internacional En la UE se necesitan usualmente cinco años de experiencia. (Véase por ejemplo, http://ec.europa.eu/environment)</p>	Ninguna recomendación.

Núm .	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
	Modificaciones a diversos artículos de las Disposiciones administrativas de carácter general, en materia de autorizaciones para el reconocimiento y exploración superficial de hidrocarburos. DOF: 15-04-2015 Acuerdo CNH.E.31.001/17 mediante el cual la Comisión Nacional de Hidrocarburos modifica los artículos 15, primer párrafo, y las fracciones I y II; 26, en su encabezado; 27 y 39, y adiciona una fracción III al Artículo 15 y un segundo párrafo al Artículo 26 de las Disposiciones Administrativas de Carácter General, en			información y documentación que demuestre que posee la capacidad técnica, operativa y financiera para llevar a cabo esas actividades y que cumple con todas las normas y estándares pertinentes. En particular, la empresa debe demostrar que tiene al menos cinco años de experiencia en actividades de reconocimiento y exploración superficial. Sin embargo, la disposición no establece explícitamente si esta experiencia debe ser nacional o también puede ser internacional. El Artículo 10, fracción III, de la disposición original de 2015 establece además que "para verificar la autenticidad y veracidad de la información proporcionada por los solicitantes, la Comisión podrá establecer mecanismos y bases de coordinación interinstitucional y de carácter nacional o internacional". Sin embargo, en la práctica,			La legislación se enmendó el 24 de mayo de 2018 y ahora permite explícitamente la experiencia internacional o la contratación de una persona con tres años de experiencia en lugar de demostrar que la propia empresa tiene la experiencia necesaria.	/integration/energy/pdf/Tender%20specifications.pdf.)	

Núm	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
	materia de autorizaciones para el reconocimiento y exploración superficial de hidrocarburos. DOF: 16-08-2017			según los participantes en el mercado, se acepta la experiencia extranjera. Asimismo, si la empresa solicitante de la autorización no dispone de la experiencia necesaria, puede colaborar con otra empresa o contratar personal con la experiencia necesaria.					
	Acuerdo CNH.02.001/18 por el que se modifican, adicionan y derogan diversos artículos de las Disposiciones Administrativas de Carácter General, en materia de autorizaciones para el reconocimiento y exploración superficial. DOF: 24-05-2018			Tanto la CNH como los participantes en el mercado no creen que la disposición sea problemática.					
5	Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en	Decreto: Artículo 7 Ley: Artículo 46 y Artículo transitorio 24	Exploración y extracción de hidrocarburos/ Contenido nacional	El decreto de la Reforma Energética de 2013 establece que, para promover la participación de las empresas nacionales en todos los niveles de las cadenas de valor del sector energético, debe	SE, SENER, SEGOB	A3, B4	Cumplir con el requisito mínimo de contenido nacional puede aumentar los costos de los asignatarios y contratistas, pues podrían	El objetivo de la disposición es apoyar a las empresas mexicanas que operan en la industria de los hidrocarburos. La OCDE sabe que la SE prepara un nuevo "formato de informe" más sencillo que debería aclarar el cálculo del contenido nacional para la	Aclarar la metodología para que las empresas calculen y midan fácilmente el contenido nacional que utilizan. La OCDE no hace ninguna otra recomendación sobre

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
	<p>Materia de Energía. DOF: 20-12-2013</p> <p>Ley de Hidrocarburos. Última reforma: DOF, 15-11-2016</p> <p>Acuerdo por el que se establece la Metodología para la Medición del Contenido Nacional en Asignaciones y Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, así como para los permisos en la Industria de Hidrocarburos. DOF: 13-11-2014</p> <p>Acuerdo que modifica al diverso por el que se establece la Metodología para la Medición del Contenido Nacional en Asignaciones y Contratos para</p>	2017 Acuerdo: Artículo 16		<p>utilizarse un porcentaje mínimo de contenido nacional, incluso en la fase de exploración y extracción.</p> <p>Por estas razones, la Ley de Hidrocarburos, publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 13 de noviembre de 2014, establece que para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos realizadas en territorio mexicano, tanto los asignatarios como los contratistas deben cumplir con un porcentaje mínimo obligatorio de contenido nacional. La ley define como asignatarios a las empresas productivas del Estado (EPE) a las que se les ha asignado un área de exploración, y a los contratistas como EPE o empresas privadas que han ganado un contrato de exploración y extracción. El porcentaje promedio de contenido nacional de estas actividades debía ascender a 25% en 2015 y aumentar gradualmente</p>			<p>tener que utilizar productos mexicanos más caros a pesar de que posiblemente se disponga de productos extranjeros más baratos o de mayor calidad. Además, los proveedores extranjeros pueden sufrir discriminación. Por último, las empresas que no están seguras de la metodología que deben utilizar para calcular el contenido nacional podrían cumplir en exceso su obligación para asegurarse de actuar con apego a la ley.</p>	<p>industria. Todos los operadores utilizarán este informe para detallar el contenido nacional que utilizan, tal como se establece en el Artículo 16 del Acuerdo por el que se establecen las disposiciones para que los asignatarios, contratistas y permisionarios proporcionen información sobre contenido nacional en las actividades que realicen en la industria de hidrocarburos. Este formato de informe puede descargarse en www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/229672/Formato de Informe de Contenido Nacional de la actividad de la Industria de Hidrocarburos en que participe.pdf, y debe llenarse y entregarse personalmente en la Secretaría de Economía anualmente o cada vez que se produzca algún cambio importante en los cálculos de una empresa.</p> <p>Comparación internacional Hay políticas de contenido nacional similares en los sectores de petróleo y gas de países como Angola, Brasil, Indonesia, Kazajstán y Trinidad y Tobago. Según el informe del Banco Mundial de 2013, "Local Content Policies in the Oil and Gas Sector", estas políticas dan resultados mixtos (véase</p>	<p>el contenido nacional ni sobre el porcentaje mínimo de contenido nacional que deben utilizar las empresas, pues ayudar a la industria nacional es un objetivo legítimo. El gobierno mexicano debe ser consciente, sin embargo, de que exigir a las empresas contenido nacional encarecerá la exploración y producción y que la obligación de usar cláusulas de contenido nacional debe acompañarse de la transferencia de conocimientos, de manera que las empresas locales sean más competitivas tanto en el mercado mexicano como en el internacional.</p>

Núm .	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
	la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, así como para los permisos en la Industria de Hidrocarburos. DOF: 16-07-2015			hasta alcanzar al menos 35% en 2025. Después de 2025, la parte del contenido nacional debería ser revisada por la Secretaría de Economía (SE) cada cinco años. Dicha meta no incluye a la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas y ultra profundas, actividades para las que la SE establece por separado los requisitos de contenido nacional.				http://documents.worldbank.org/curated/en/549241468326687019/pdf/789940REVISED000Box377371B00PUBLIC0.pdf . Aunque este informe no se inclina en favor o en contra de las políticas de contenido nacional, los estudios de caso analizados parecen sugerir que se necesitan ciertos factores para que tengan éxito en la mejora de la economía; entre otros, el reporte enumera las siguientes: que las empresas locales tengan niveles tecnológicos básicos y capacidad industrial, y fortaleza financiera, y que los mercados locales sean competitivos. El informe sugiere que los gobiernos interesados en implementar políticas de contenido nacional deben evaluar en qué medida apoyan el desarrollo de habilidades locales adecuadas; promueven la competencia y el surgimiento de una economía doméstica eficiente; y fomentan la tecnología, así como se deben apreciar sus efectos indirectos.	
	Acuerdo por el que se establecen las disposiciones para que los asignatarios, contratistas y permisionarios proporcionen información sobre contenido nacional en las actividades que realicen en la industria de hidrocarburos. DOF: 26-05-2017			La SE, con la colaboración de la Secretaría de Energía (SENER), es la encargada de establecer una metodología para medir el contenido nacional en las asignaciones y contratos. Esa metodología se publicó por primera vez mediante un acuerdo en el DOF el 13 de noviembre de 2014. El contenido nacional tiene en cuenta los siguientes criterios: 1) compra de bienes y contratación de servicios, según su origen; 2) mano de obra mexicana calificada; 3)				En la Unión Europea, las Directivas 2014/24/EU, 2014/25/EU (Directivas de Servicios Públicos) y 2014/23/EC (Directiva de Concesiones) prevén que no se favorezca a las empresas	

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
				<p>capacitación de la mano de obra mexicana; 4) inversiones en infraestructura local y regional; y 5) transferencias de tecnología.</p> <p>Tanto el decreto de la Reforma Energética como la Ley de Hidrocarburos establecen que el requisito de contenido nacional se aplicará sin perjuicio de los tratados internacionales celebrados por México. Según los participantes del mercado, en la práctica es muy difícil saber si una empresa cumple con la regulación sobre el contenido mínimo nacional, pues debe tomarse en cuenta a todos los proveedores de las empresas de exploración y producción (que tienen sus propios subcontratistas y, a su vez, sus subcontratistas). Los participantes del mercado afirman que se enfrentan a la incertidumbre sobre las metodologías de rendición de cuentas que deben utilizarse para</p>				<p>nacionales dentro de la UE. Sin embargo, la exploración y producción de gas puede quedar exenta de las normas de contratación pública. (Véase Artículo 7, apartado 2, anexo III, de la Directiva de Concesiones, y el considerando 25 de la Directiva de Servicios Públicos.)</p> <p>En algunos países del Golfo ricos en hidrocarburos (como Qatar) con poblaciones pequeñas, las políticas de contenido nacional resultaron un problema, pues la limitada mano de obra restringe la oferta y hace que el costo de utilizar mano de obra local sea extremadamente alto. En México, con su gran fuerza laboral y salarios relativamente bajos, esto no parece ser un problema.</p>	

Núm	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
6	Ley de Hidrocarburos. Última reforma: DOF, 15-11-2016	Artículo 128	Exploración y extracción de hidrocarburos/ Restringe la participación de empresas extranjeras	De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, la SENER, la CNH y la CRE, tomando en cuenta la opinión de la SE, deben incluir en los términos y condiciones de las asignaciones y contratos para la exploración y extracción que otorgan, así como para los permisos contemplados en la Ley de Hidrocarburos, que, bajo las mismas circunstancias en cuanto a precios, calidad y entrega oportuna, los asignatarios, contratistas y permisionarios deben contratar bienes y servicios mexicanos. La Ley de Hidrocarburos no incluye una definición de lo que se entiende por "mismas circunstancias". Por tanto, no está claro cómo se determina que las circunstancias sean efectivamente las "mismas", pues dos ofertas casi nunca son idénticas en términos de precios, calidad y fechas de entrega.	SENER, CNH, CRE, SE	A3	Los proveedores extranjeros o mexicanos que venden bienes y servicios extranjeros pueden sufrir discriminación, pues tendrán que ofrecer mejores condiciones que sus equivalentes mexicanas para que se les contrate. Además, no está claro cómo se determina qué se entiende por "mismas circunstancias", porque dos ofertas nunca pueden ser idénticas.	El objetivo de la disposición es promover y apoyar el desarrollo de la industria mexicana al ayudar a los proveedores mexicanos que prestan servicios a los titulares de permisos para actividades reguladas por la Ley de Hidrocarburos o a los asignatarios y contratistas para la exploración y extracción de hidrocarburos. Comparación internacional Según el informe del Banco Mundial de 2013 "Local Content Policies in the Oil and Gas Sector" (véase http://documents.worldbank.org/curated/en/549241468326687019/pdf/789940REVISED000Box377371B00PUBLIC0.pdf), en el que se analizan las políticas de contenido local en seis países productores de petróleo y gas, los sistemas nacionales varían en gran medida. El informe recomienda tener políticas claramente definidas y cuantificables para el contenido nacional, así como políticas que apoyen la mejora de habilidades de las poblaciones locales.	La OCDE recomienda que el gobierno mexicano suprima la parte de la disposición relativa a la preferencia por la mano de obra nacional o los bienes producidos en el país en "mismas circunstancias". Se podría prever un periodo de transición para que las empresas mexicanas tengan tiempo de adaptarse a las nuevas condiciones del mercado. Alternativamente, el gobierno mexicano debería considerar la posibilidad de emitir directrices para aclarar cómo determinar cuándo las circunstancias son iguales, en cuyo caso debería aplicarse la preferencia por los productos y la mano de obra nacionales.
7	Lineamientos para la	Artículo 32,	Exploración y extracción de	Para las actividades de exploración y extracción	SHCP	A3	Como no existe una definición	Promover y apoyar el desarrollo de la industria nacional.	La OCDE recomienda que el gobierno

Núm .	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
	elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos. DOF: 06-03-2015 Modificación a los Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los	fracciones II y III	hidrocarburos/ Restringe la participación de empresas extranjeras	de hidrocarburos que se realicen en territorio mexicano, el gobierno mexicano puede otorgar asignaciones a EPE o contratos a empresas privadas o EPE. La subcontratación (es decir, adquisiciones y contratos) llevada a cabo por asignatarios y contratistas está regulada. En particular: 1) los contratistas o asignatarios deben contratar preferentemente empresas locales si ofrecen "condiciones equivalentes a las existentes en el mercado internacional, como calidad, disponibilidad y precio"; 2) los contratistas o asignatarios deben comprar preferentemente "materiales, equipo, maquinaria y demás bienes de consumo de producción nacional, cuando estos se ofrezcan en condiciones equivalentes, a las disponibles en el mercado internacional, incluyendo cantidad, calidad, plazos de entrega y precio".			clara de lo que constituye "condiciones equivalentes" ni "reglas del mercado", existe el riesgo de que se produzca un comportamiento discrecional que pueda favorecer a una empresa frente a otra, lo que discriminaría a los proveedores extranjeros o mexicanos que participen con productos o servicios extranjeros.	Comparación internacional En el ya mencionado informe del Banco Mundial, en el que se analizaban las políticas de contenido local de seis países productores de petróleo y gas, se llegó a la conclusión de que, aunque sus sistemas variaban en gran medida, lo que tendía a tener más éxito era la existencia de políticas claramente definidas y cuantificables respecto del contenido nacional, así como de políticas que dependan de la mejora de las habilidades de las poblaciones locales.	mexicano suprima la parte de la disposición relativa a la preferencia por la mano de obra nacional o los bienes producidos en el país dadas las "mismas circunstancias". Se podría prever un período de transición para que las empresas mexicanas tengan tiempo de adaptarse a las nuevas condiciones del mercado. Alternativamente, el gobierno mexicano debería considerar la posibilidad de emitir directrices para aclarar cómo determinar cuándo son iguales las circunstancias, en cuyo caso debe aplicarse la preferencia por los productos y la mano de obra nacionales.

Núm	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
	contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos. DOF: 06-07-2015			Además, el precio debe determinarse en base a "Reglas del Mercado". Las "Reglas del Mercado" se definen como un "Principio de competencia bajo el cual las partes involucradas en una transacción son independientes y participan en igualdad de condiciones por interés propio".					
	Modificación a los Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos. DOF: 28-11-2016			Estos lineamientos no contienen una definición de "condiciones equivalentes", por lo que no está claro cómo se determina que las condiciones sean efectivamente "equivalentes", pues dos ofertas casi nunca son idénticas en términos de cantidad, calidad, plazos de entrega y precios.					
8	Ley de Hidrocarburos. Última reforma:	Artículo 121	Exploración y extracción de hidrocarburos/	La SENER, con la colaboración de la Secretaría de	SENER	A2	Por los recursos limitados, la Dirección	Los estudios de impacto social elaborados por la SENER y las evaluaciones de impacto social	Dotar de recursos suficientes a la Dirección General de

Núm	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
.	DOF, 15-11-2016		Estudio de impacto social	<p>Gobernación (SEGOB) y otras autoridades competentes, llevará a cabo un estudio de impacto social antes de licitar los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos o antes de asignar un área a una EPE. Este estudio se comparte luego con los participantes potenciales de la licitación y les permite conocer sobre las poblaciones vulnerables presentes en las áreas donde se llevarán a cabo las actividades de la asignación o del contrato.</p> <p>El estudio de impacto social no debe confundirse con la evaluación de impacto social, que deben elaborar los asignatarios o contratistas ganadores después de la licitación. Los asignatarios o contratistas pueden utilizar el estudio de impacto social, entre otros elementos (por ejemplo, trabajo de campo, entrevistas con las comunidades afectadas, estadísticas oficiales), como base para</p>			<p>General de Impacto Social y Ocupación de Superficie de la SENER podría tardar mucho en analizar las propuestas de evaluación de impacto social y emitir resoluciones con recomendaciones de seguimiento. Por tanto, es posible que se retrase la entrada de nuevos proveedores.</p> <p>Antes de la publicación de la metodología para la elaboración y presentación de las evaluaciones de impacto social en junio de 2018, existía confusión entre los contratistas y los asignatarios sobre la forma de elaborar e</p>	<p>presentadas por contratistas o asignatarios tienen como objetivo asegurar que los proyectos de hidrocarburos tengan un impacto positivo en las comunidades locales, en el uso local de la tierra y en los derechos de los grupos sociales vulnerables.</p> <p>Comparación internacional En todo el mundo, las evaluaciones de impacto social son una herramienta estándar de planificación de proyectos. Este tipo de evaluaciones analizan los impactos y riesgos de corto y largo plazos. Por lo general, la legislación exige que las evaluaciones se preparen por expertos cualificados y registrados. A veces, los gobiernos exigen que las empresas lleven a cabo las evaluaciones y paguen por ellas. Sin embargo, las empresas que llevan a cabo las evaluaciones podrían incurrir en un conflicto de interés, pues son las beneficiarias de los proyectos de hidrocarburos. En los Países Bajos, una licencia necesita varios permisos de planificación expedidos por las provincias y/o municipios en los que tiene lugar la exploración y extracción. El gobierno de los Países Bajos introdujo en 2009 para proyectos de interés</p>	<p>Impacto Social y Ocupación Superficial de la SENER que le permitan emitir resoluciones en plazos más cortos. Los costos pueden transferirse a los asignatarios o contratistas por concepto de honorarios por el análisis de las propuestas de evaluación del impacto social.</p>

Núm	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
				<p>su evaluación de impacto social. Esta evaluación contiene la identificación, descripción, pronóstico y consecuencias financieras de los impactos sociales que las actividades de exploración o extracción podrían crear, así como las posibles medidas de mitigación.</p> <p>Los contratistas deben presentar su evaluación de impacto social a la Dirección General de Impacto Social y Ocupación Superficial de la SENER. A su vez, esta Dirección cuenta con 90 días hábiles para emitir una resolución con recomendaciones para la implementación de la evaluación de impacto social. Dentro de los primeros 30 días hábiles, la Dirección puede exigir información adicional, y los asignatarios o contratistas tienen 20 días hábiles para proporcionarla. Una solicitud de información detiene el plazo de 90 días hábiles.</p> <p>Según los participantes del mercado, la Dirección General de Impacto Social</p>			<p>incluir la evaluación. Este problema se ha resuelto con la nueva legislación.</p>	<p>nacional una figura mediante la cual la autoridad nacional de energía (Marine Eco Analytics, MEA) puede intervenir en el proceso de concesión de permisos y anular a los gobiernos regionales y locales. En Alemania, las autoridades llevan a cabo una planificación extensiva, incluida la planificación social, que podría implicar medidas drásticas, como la reubicación de localidades enteras (Garzweiler II). Por ejemplo, el Tribunal Europeo de Derechos Humanos rechazó la demanda de los habitantes de un pueblo que quedó destruido y fue reemplazado por una mina a cielo abierto (Sentencia N° 46346/99 de 20 de mayo de 2000 - Guenther Noack y et al v Alemania).</p>	

Núm .	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
				<p>y Ocupación Superficial cuenta con personal limitado y, en consecuencia, el análisis de las propuestas de evaluación del impacto social puede tardar mucho tiempo.</p> <p>El 1 de junio de 2018 la SENER emitió en el DOF el Acuerdo por el que se emiten las Disposiciones Administrativas de Carácter General sobre la Evaluación de Impacto Social en el Sector Energético, que establece una metodología para la elaboración y presentación de evaluaciones de impacto social por parte de contratistas o asignatarios, así como para la emisión de resoluciones y recomendaciones de la SENER. Esta nueva regulación podría simplificar potencialmente el análisis de las presentaciones de evaluaciones de impacto social y reducir los tiempos de resolución.</p>					
9	Ley Aduanera.	Artículo 59,	Importaciones/ Doble padrón	Los importadores de hidrocarburos deben estar inscritos en el	SAT	A2, A5	El requisito de que los importadores	El objetivo de ambos padrones es controlar el flujo de importaciones y evitar	Eliminar el requisito de que los importadores tengan que indicar por

Núm .	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
	Última reforma: DOF, 25-06-2018	fracción IV		<p>Padrón de Importadores, así como en el Padrón de Importadores Sectorial de Hidrocarburos. Ambos registros están en manos del Servicio de Administración Tributaria (SAT). Para inscribirse en ambos registros, las empresas deben, entre otros requisitos, estar al corriente en sus obligaciones tributarias y demostrar que cuentan con un Registro Federal de Contribuyentes (RFC).</p> <p>La información que las empresas importadoras deben proporcionar al Padrón de Importadores Sectorial de Hidrocarburos para cada transacción incluye a quién le comprarán el gas o el gas natural y a quién se lo venderán, así como la prueba de que sus clientes tienen permisos de la CRE para su almacenamiento o distribución. Aunque esta información no es directamente requerida por la ley, el Artículo 59 de la Ley Aduanera sí establece que el padrón debe ser completado, y como la información en</p>			<p>nombren a sus compradores por adelantado podría inhibir las importaciones de gas LP y gas natural. Algunos participantes en el mercado han calificado estas condiciones de entrada como excesivas.</p> <p>Además, exigir a los solicitantes que proporcionen una lista de clientes a los que venderán productos importados podría retrasar las importaciones, pues es posible que los importadores todavía no sepan quiénes serán sus clientes.</p>	<p>actividades aduaneras fraudulentas.</p>	<p>adelantado a quién venderán los productos importados de gas LP o gas natural.</p>

Núm .	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones	
				<p>cuestión es necesaria para completar el padrón de acuerdo con la guía publicada por el SAT, es <i>de facto</i> obligatoria. La información debe facilitarse <i>ex ante</i>. (Véase http://omawww.sat.gob.mx/aduanas/tramites_autorizaciones/guia_padrones/Documents/Padr%C3%B3n/Gu%C3%A1%20PIS%20mayo%202018%20VF%20(20180525)%20SECTOR_13.pdf).</p>						
10	Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación. DOF: 20-12-2017	Artículo 33, V, b)	Requisitos/ Barrera a la entrada	<p>Para la exploración y extracción de hidrocarburos en territorio mexicano, tanto los asignatarios como los contratistas deben presentar informes anuales sobre la cuantificación de las reservas (es decir, 1P, 2P, 3P) a la CNH, que deben estar certificados por terceros independientes, expertos en la clasificación, análisis, estimación, evaluación y certificación de reservas. El asignatario o contratista y el tercero independiente tienen que presentar sus respectivas estimaciones</p>	CNH, Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH)	A3	<p>La legislación podría impedir que se inscriban terceros independientes extranjeros, pues no está claro si la experiencia en el extranjero se considera equivalente a la experiencia nacional.</p> <p>Sin embargo, los participantes del mercado no se han quejado del escaso número de terceros</p>	<p>Asegurar que profesionales confiables realicen la estimación de las reservas de hidrocarburos existentes en territorio mexicano.</p>	<p>Aclarar en la legislación que la experiencia internacional se considera equivalente a la experiencia en México.</p> <p>Ninguna recomendación respecto del requisito de la duración de la experiencia para terceros independientes, pues se trata de un objetivo válido y la disposición permite un número suficiente de participantes en el mercado.</p>	

Núm	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
				de reservas a la CNH, que a su vez comprueba si ambas estimaciones son congruentes.			independientes ni de las elevadas tarifas de sus servicios.		
				Un requisito para ser un tercero independiente es tener al menos 10 años de experiencia en la industria del petróleo y el gas en áreas como exploración, geología, geofísica, ingeniería de yacimientos, producción o evaluación económica. Los terceros también pueden contratar a especialistas con la experiencia necesaria. La ley no aclara si la experiencia internacional se considera equivalente a la experiencia en México.					
				Un posible tercero independiente puede solicitar su registro en el padrón de la CNH en cualquier momento y, si es aceptado, dura tres años. En septiembre de 2018 había 15 terceros independientes inscritos. (Véase www.gob.mx/cnh/documentos/inscripcion-al-padron-de-terceros)					

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
11	Ley de Hidrocarburos. Última reforma: DOF, 15-11-2016	Artículo 4, fracciones XXIII, XXIV y XXV	Permisos, carga administrativa/ Discriminación a extranjeros	Para ser titular de un permiso de cualquiera de las actividades descritas en la Ley de Hidrocarburos, una compañía extranjera tiene que crear una sociedad mercantil conforme a la ley mexicana. independientes-en-materia-de-reservas.)	SE	A5	La creación de una sociedad mercantil conforme a la ley mexicana implica un costo adicional para los participantes extranjeros en el mercado.	El requisito busca facilitar la regulación y la tributación de las compañías extranjeras que operan en la industria de hidrocarburos en México. Existen requisitos comparables en otras jurisdicciones.	Ninguna recomendación.
12	Acuerdo por el que se establece la clasificación y codificación de Hidrocarburos y Petrolíferos cuya importación y exportación está sujeta a Permiso Previo por parte de la Secretaría de Energía. DOF: 29-12-2014 Acuerdo que modifica al diverso por el que se establece la clasificación y codificación de Hidrocarburos y Petrolíferos cuya	2014 Acuerdo: Artículo 16, fracción II	Permisos de importación/ Restricciones a la participación	Para importar gas LP (butano y propano, mezclado y licuado; código arancelario 2711.19.01) a México, las empresas necesitan permiso de la SENER. Antes de conceder la autorización, la SENER debe consultar a la Dirección General de Industrias Ligeras de la SE. Si esta dirección considera que la producción nacional es suficiente para satisfacer la demanda nacional, la SENER no concederá el permiso de importación. La Dirección también consulta a otras dependencias gubernamentales, a las EPE y a las cámaras de comercio. Según lo que entendemos, esta	SENER, SE	A2, A5	En la práctica, si se aplicara, esta disposición podría dar lugar a que los productores nacionales quedaran protegidos de los competidores extranjeros. Esto podría llevar a que las empresas nacionales produjeran y vendieran gas LP a precios más altos que en competencia. La disposición no se ha aplicado en la medida en que actualmente la	El objetivo es garantizar la autosuficiencia energética de México y mantener un equilibrio entre la oferta y la demanda nacionales. También permite a las autoridades mantenerse informadas sobre la cantidad de importaciones en comparación con la producción nacional existente a fin de garantizar un suministro suficiente de gas LP en el país. Según los participantes de la industria, la disposición no representa un problema porque existen suficientes controles y contrapesos para evitar cualquier posible abuso.	Ninguna recomendación, pues hasta la fecha siempre se han concedido licencias de importación y no parece haber ningún problema en la práctica. La SE podría considerar, sin embargo, no aplicar ninguna regulación de las importaciones aunque la producción nacional de gas LP fuera suficiente, porque un exceso de oferta daría lugar a una mayor competencia y probablemente a precios más bajos para los consumidores.

Núm	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
	importación y exportación está sujeta a Permiso Previo por parte de la Secretaría de Energía. DOF: 30-12-2015			restricción es compatible con el TLCAN, pues el Anexo 603.6 de dicho acuerdo estipula que la partida arancelaria 2711 contiene mercancías para las cuales "México puede restringir la concesión de licencias de importación y exportación con el único propósito de reservarse el comercio exterior de dichas mercancías".			producción de gas LP en México es menor a su consumo.		
	Acuerdo que modifica al diverso por el que se establece la clasificación y codificación de Hidrocarburos y Petrolíferos, cuya importación y exportación está sujeta a permiso previo por parte de la Secretaría de Energía. DOF: 08-09-2017			Según los participantes de la industria, no es difícil obtener un permiso de importación de la SENER, la principal limitación para importar gas LP sigue siendo la falta de infraestructura.			Teóricamente, como la Dirección General de Industrias Ligeras de la SE puede consultar a las cámaras de comercio para determinar si es necesario permitir o restringir las importaciones a México, estas asociaciones comerciales podrían argumentar que la oferta mexicana es suficiente para satisfacer la demanda nacional a fin de mantener a los competidores extranjeros fuera del mercado. Sin embargo, las asociaciones comerciales		

Núm .	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
	exportación está sujeta a Permiso Previo por parte de la Secretaría de Energía. DOF: 04-12-2017						sólo asesoran y no tienen poder de decisión.		
13	Acuerdo por el que se establece la clasificación y codificación de Hidrocarburos y Petrolíferos cuya importación y exportación está sujeta a Permiso Previo por parte de la Secretaría de Energía. DOF: 29-12-2014 Acuerdo que modifica al diverso por el que se establece la clasificación y codificación de Hidrocarburos y Petrolíferos, cuya importación y exportación está sujeta a Permiso Previo por parte de la Secretaría de	2014 Acuerdo: Artículo 16, section II	Permisos de exportación/ Restringe la participación	Para poder exportar gas natural licuado y gaseoso desde México (códigos arancelarios 2711.11.01 y 2711.21.01, respectivamente), las empresas deben obtener un permiso de la SENER. Para la concesión de los permisos, SENER debe consultar a la Dirección General de Industrias Ligeras de la SE. Si esta dirección considera que la producción nacional es insuficiente para satisfacer la demanda nacional, la SENER no concederá el permiso de exportación. Esta restricción parece compatible con el TLCAN, pues el Anexo 603.6 de dicho acuerdo estipula que la partida arancelaria 2711 contiene bienes para los cuales "México podrá restringir el otorgamiento de licencias de importación y exportación con el único propósito de reservarse el comercio	SENER, SE	A2, A5	Esta restricción podría obstaculizar las exportaciones mexicanas de gas natural licuado y gaseoso si la SE considera que el gas debe permanecer en el país. La inversión de las empresas mexicanas podría verse obstaculizada si esta restricción entorpeciera el acceso a los mercados internacionales.	El objetivo es garantizar la autosuficiencia energética de México. La restricción tiene por objeto mantener un equilibrio entre la oferta y la demanda nacionales. Comparación internacional Australia utiliza una disposición similar como último recurso. El 1 de julio de 2017, el gobierno australiano emitió el <i>Australian Domestic Gas Security Mechanism</i> , reglamento que autoriza al gobierno a limitar las exportaciones de gas cuando las empresas exportan más de lo que suministran al mercado nacional. Este reglamento permanecerá en vigor hasta el 1 de enero de 2023. Su objetivo es asegurar que haya una oferta suficiente para satisfacer la demanda nacional de gas natural. (Véase https://industry.gov.au/resource/UpstreamPetroleum/AustralianLiquefiedNaturalGas/Pages/Australian-Domestic-Gas-Security-Mechanism.aspx). En Estados Unidos, el código 43 U.S. Code § 1354 -	Ninguna recomendación.

Núm .	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
	Energía. DOF: 30-12-2015			exterior de dichos bienes".				" <i>Limitations on export of oil or gas</i> ", limita el petróleo y el gas que las empresas estadounidenses pueden exportar sin una licencia específica. El propósito de esta ley era limitar la dependencia de los EUA del combustible importado tras la crisis del petróleo de la década de 1970.	
	Acuerdo que modifica al diverso por el que se establece la clasificación y codificación de hidrocarburos y petrolíferos, cuya importación y exportación está sujeta a permiso previo por parte de la Secretaría de Energía. DOF: 08-09-2017								
	Acuerdo que modifica al diverso por el que se establece la clasificación y codificación de Hidrocarburos y Petrolíferos, cuya importación y exportación está sujeta a Permiso Previo por parte de la Secretaría de Energía. DOF: 04-12-2017								
14	Ausencia de lineamientos en los que se	N/A	Contratos de exploración/	La Ley de Hidrocarburos no describe ninguna metodología para calcular	SENER	A4	Si los contratos de exploración son demasiado	Limitar la duración de los acuerdos de exploración incentivaría la exploración y	Ninguna recomendación, pues el Artículo 20 de la Ley

Núm	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
	describa una metodología para determinar la duración de los contratos o licencias de exploración		Falta de legislación	la duración de los contratos de exploración de hidrocarburos. Por tanto, no hay duraciones mínimas o máximas fijas, ni tiempos fijos para posibles ampliaciones. En cambio, la duración de los contratos se establece en las convocatorias específicas. Hasta ahora, los contratos de exploración siempre han incluido producción también, por lo que la duración de la exploración y la producción se determinan en el mismo contrato. El llamado <i>periodo inicial de exploración</i> que figura en todos los contratos de exploración parece ser de dos años, con una prórroga adicional de dos años. Este periodo comprende la fase de reconocimiento y exploración superficial. PEMEX Exploración y Producción (PEP) opina que los permisos de exploración no deben ser mayores de seis años.			largos, es posible que las compañías no exploren estas áreas en un tiempo razonable. Sin embargo, esto se cubre en el Artículo 20 de la Ley de Hidrocarburos, que establece que si en ciento ochenta días naturales de forma continua el Contratista no inicia o suspende las actividades previstas, la CNH puede rescindir el contrato. Este artículo parece estar incluido en todos los contratos de exploración y extracción que se han otorgado hasta la fecha.	producción de gas en un plazo razonable. Comparación internacional En los Países Bajos, las licencias de exploración tienen una duración de cuatro a ocho años. En el Reino Unido se conceden licencias de exploración en aguas profundas hasta por tres años. Esto debe dar tiempo para una exploración completa y oportuna del área autorizada. La licencia puede revocarse si el avance en cualquiera de los términos es insatisfactorio. En Islandia existe una categoría especial para las actividades de sólo exploración llamada <i>prospección</i> . Estas licencias tienen una duración de tres años y no son exclusivas. Como tales, no autorizan al titular de la licencia a perforar o producir hidrocarburos, ni dan prioridad a la empresa para obtener posteriormente dicha licencia.	de Hidrocarburos contiene una cláusula que permite revocar una licencia si no se utiliza. Todos los contratos hasta septiembre de 2018 parecen limitar la exploración a dos años más una renovación.
15	Ausencia de lineamientos en los que se describa una	N/A	Contratos de extracción/ Falta de legislación	La Ley de Hidrocarburos no establece ninguna metodología para calcular la duración de	SENER	A4	Se corre el riesgo de que las empresas que tienen	Limitar la duración de los acuerdos de exploración o producción debe incentivar la	Ninguna recomendación, pues el Artículo 20 de la Ley de Hidrocarburos

Núm .	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
	metodología para determinar la duración de los contratos o licencias de producción			<p>los contratos de extracción de hidrocarburos. Por tanto, no hay duraciones mínimas o máximas, ni tiempos fijos para posibles extensiones. En cambio, la duración de los contratos se especifica en las bases de licitaciones específicas. Según los participantes de la industria en general, esta falta de duraciones predeterminadas no ha sido un problema, pues las duraciones de los contratos de producción licitados hasta ahora han oscilado entre 25 y 40 años. Esto está de conformidad con los estándares internacionales.</p> <p>PEP considera que la fase de producción debe durar alrededor de 15 años sin incluir las fases de exploración y perforación.</p>			<p>contratos de producción demasiado largos no pueden explotar estos bloques en un plazo razonable. Sin embargo, esta posibilidad está prevista en el Artículo 20 de la Ley de Hidrocarburos, que establece que si un contratista no cumple con compromisos mínimos de trabajo o detiene la producción por más de 180 días naturales continuos, entonces el Estado tiene la facultad de rescindir administrativamente el contrato. Parece que este artículo se encuentra en todos los contratos de exploración y producción que</p>	<p>exploración y producción de gas en un plazo razonable.</p> <p>Comparación internacional En los Países Bajos, las licencias de producción tienen una duración de entre 20 y 25 años. Se puede conceder una prórroga de la licencia si la duración original es insuficiente para la realización de las actividades objeto de la licencia y estas actividades se han llevado a cabo de conformidad con dicha licencia. En el Reino Unido, las licencias de aguas profundas pueden concederse para la producción durante un periodo de 18 años, lo que debe permitir la explotación completa y oportuna de la zona autorizada. La licencia puede revocarse si el progreso es insatisfactorio de acuerdo con los términos del contrato.</p>	<p>contiene una cláusula de revocación si se detiene la producción. Todos los contratos hasta septiembre de 2018 parecen limitar las licencias de producción a un máximo de 40 años.</p>

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
16	Decreto por el que se reforma el diverso por el que se crea el Instituto Mexicano del Petróleo como Organismo Descentralizado, publicado el 26 de agosto de 1965. DOF: 31-10-2014	7	Autorregulación/ Conflicto de interés	<p>El Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) es una institución pública de investigación para la industria petrolera que provee bienes técnicos, como tecnologías patentadas y servicios de investigación y capacitación para desarrollar y formar técnicos mexicanos altamente especializados. Se creó en 1965 para apoyar a PEMEX. Ahora proporciona asistencia técnica a toda la industria.</p> <p>El IMP cuenta con un consejo directivo integrado por el Secretario de Energía, dos expertos independientes y representantes de tres universidades, así como los secretarios o directores generales de la SHCP, la SEMARNAT y PEMEX.</p>	SENER	B3, C1	<p>se han otorgado hasta la fecha.</p> <p>La participación de PEMEX en el consejo de administración de una institución de investigación que brinda apoyo técnico a toda la industria petrolera puede influir en el proceso de toma de decisiones de la institución en favor de PEMEX. Por ejemplo, el IMP puede llevar a cabo proyectos de investigación específicos para favorecer a PEMEX o PEMEX puede tener acceso a datos sensibles de la industria, así como al conocimiento de nuevas tecnologías patentadas del IMP.</p>	<p>PEMEX forma parte del consejo de administración del IMP para que este se beneficie de la gran experiencia y conocimiento industrial de la compañía. Los participantes de la industria no han expresado ninguna preocupación respecto de la participación de PEMEX.</p> <p>Comparación internacional Según la AIE, es común que los directores generales de las empresas petroleras estatales formen parte del consejo de administración de los organismos públicos de investigación energética.</p>	<p>Modificar la legislación para que exista una cláusula de autonomía para evitar cualquier posible conflicto de intereses. A su vez se debe de incluir una previsión que permita a los consejeros recusarse en las votaciones sobre aquellos asuntos que puedan suponer un conflicto de interés.</p>
17	Decreto por el que se reforman y adicionan diversas	Sexto artículo transitorio	Compensación/ Discriminación	La SENER selecciona las áreas por licitar para la exploración y extracción de hidrocarburos. Sin	SEGOB	B4	La falta de lineamientos específicos para determinar el	Compensar a PEMEX por sus inversiones en áreas que luego fueron adjudicadas a otras	Publicar los lineamientos metodológicos para determinar la

Núm	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
.	disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en Materia de Energía. DOF: 20-12-2013			<p>embargo, después de la selección de las áreas, la CNH es responsable de otorgar contratos de exploración y producción mediante procesos de licitación.</p> <p>Según el decreto de la Reforma Energética, si PEMEX invierte en el desarrollo de un proyecto que luego se adjudica a otra empresa (por ejemplo, si PEMEX realiza la sísmica, la exploración o incluso la perforación), la SENER debe determinar el pago que PEMEX puede recibir de la empresa productora después de estimar el "justo valor económico" del costo de la inversión.</p> <p>Según la Secretaría de Gobernación (SEGOB), existen lineamientos generales que describen el proceso específico para calcular el "justo valor económico", pero aún no se publican. Además, de acuerdo con PEMEX, en los pocos casos que se han determinado hasta el momento (todos en</p>			<p>"justo valor económico" podría afectar tanto a PEMEX como a sus competidores en caso de que un pago se sobreestime o subestime. No se puede determinar si PEMEX se encuentra o no en desventaja competitiva, pues nunca se han publicado los lineamientos específicos para determinar el justo valor económico. Además, la falta de lineamientos específicos puede generar incertidumbre jurídica tanto para PEMEX como para sus competidores.</p>	empresas y que resultan en pérdida de utilidades.	compensación a PEMEX, y el nivel de compensación por inversiones en áreas que luego se otorgan a otras empresas.

Núm .	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
				casos de gaseoductos), PEMEX fue subcompensado. (Véase http://sil.gobernacion.gob.mx/Archivos/Documentos/2015/02/asun_3204315_20150219_1424362917.pdf)					
18	Ley de Hidrocarburos. Última reforma: DOF, 15-11-2016	13	Exploración y extracción/ Asociaciones estratégicas	<p>Las asociaciones — <i>farmouts</i>— son acuerdos entre una EPE a la que se le otorga una asignación (por ejemplo, los derechos de hidrocarburos de un área) y una empresa privada que se interese en prestar servicios a la EPE para el proyecto a cambio de un porcentaje de las ganancias. La EPE se conoce como <i>farmor</i>, y a la empresa privada, como <i>farmee</i>.</p> <p>En México, el arreglo usual de una asociación estratégica implica que PEMEX reciba una asignación de la CNH y luego le pida a CNH un socio.</p> <p>La legislación mexicana permite dos tipos de asociaciones estratégicas: 1) Si una EPE tenía un acuerdo</p>	CNH	A3	<p>A PEMEX solo se le solicita su opinión no vinculante después de que la CNH decide llevar a cabo un proceso de licitación para elegir un socio estratégico. Por tanto, una EPE está en condiciones de oponerse a los socios, pero no de iniciar un proceso ni de elegir libremente a su propio socio. Este proceso de toma de decisiones puede retrasar la celebración de nuevas asociaciones estratégicas.</p>	<p>Lo más probable es que a las EPE se les prohíba elegir libremente a sus socios para evitar que se asocien con empresas que carezcan de la experiencia técnica o las capacidades financieras necesarias.</p> <p>Según la CNH, las EPE pueden solicitar que se inicie un procedimiento de asociación estratégica. También pueden objetar a un socio. Sin embargo, la CNH debe garantizar un proceso justo y transparente. Hasta septiembre de 2018, la CNH había aprobado tres procedimientos de licitación para asociaciones estratégicas, que duraron en promedio siete meses desde la publicación de la convocatoria de licitación hasta la decisión final.</p>	<p>Permitir que las EPE decidan cuándo iniciar un procedimiento de licitación, ejecutar el proceso y elegir a sus propios socios estratégicos. El proceso debe ser supervisado, en lugar de gestionado, por la CNH para garantizar un proceso justo y transparente.</p>
								<p>Comparación internacional Lo normal en términos internacionales parece ser que la mayoría de las empresas</p>	

Núm	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
				<p>con una empresa privada antes de la Reforma Energética y ambas partes deciden que las nuevas disposiciones legales son mejores para ambas que las permitidas antes de la Reforma Energética, la EPE puede solicitar a la CNH que transfiera el acuerdo a una obra pública financiada, a un contrato integral o a una asociación estratégica. Este proceso se conoce como "migración con socio", y está previsto en el Artículo 13 de la Ley de Hidrocarburos. Tanto las EPE como sus socios podrían estar interesados en estas migraciones, pues estos tipos de contratos tienden a ser menos arriesgados y a tener mejores condiciones que los que existían antes de la Reforma Energética (por ejemplo, los socios pueden compartir mejor el riesgo y los beneficios). 2) Cuando la CNH inicia un nuevo proceso de licitación para elegir un nuevo socio para la EPE. Actualmente, se consulta</p>				<p>estatales que operan en el sector de la exploración y extracción de petróleo y gas tienen la libertad de elegir a sus propios socios en el contexto de asociaciones estratégicas. Por ejemplo, en Noruega, la empresa estatal Equinor (antes Statoil) gestiona sus propios procedimientos de licitación para los contratos de asociaciones estratégicas.</p>	

Núm	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
				<p>a una EPE durante la fase de precalificación, pero su dictamen no es vinculante. Este proceso está previsto en el Artículo 14 de la Ley de Hidrocarburos. Por ejemplo, si a PEMEX se le asigna un área en la que quiere explorar y producir hidrocarburos pero no quiere hacer toda la inversión financiera por sí misma, puede buscar un socio. Sin embargo, para ello tiene que pedir a la CNH que lleve a cabo un procedimiento de asociación estratégica. Según PEMEX, este procedimiento puede ser largo y disuadir a los socios potenciales.</p> <p>Los participantes de la industria afirman que hasta ahora sólo se han celebrado asociaciones estratégicas que entran en el ámbito de aplicación del primer caso (migraciones con socio).</p>					
19	N/A	N/A	Falta de legislación/ Procesamiento de gas natural	La SENER concede permisos para el procesamiento de gas natural a una o varias instalaciones específicas	SENER	B4	Las empresas que desean procesar gas natural en México tienen	México no tiene ninguna regulación que prevea el acceso abierto a los complejos procesadores de PEMEX, probablemente porque esas	Estudiar la posibilidad de regular el acceso a las instalaciones de procesamiento de gas natural de PEMEX por

Núm .	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
				<p>y una capacidad de producción determinada. Actualmente, PEMEX es propietaria de los nueve complejos procesadores de gas que existen en México.</p> <p>La actividad de procesamiento de gas no está sujeta a regulación económica, como las tarifas o una obligación de acceso abierto a sus instalaciones.</p>			<p>que utilizar instalaciones que pertenecen a PEMEX porque no existe un proveedor alternativo. PEMEX podría utilizar su poder de mercado al negociar las condiciones de acceso y los precios.</p>	<p>instalaciones no se consideran un monopolio natural.</p> <p>Los participantes en el mercado no parecen considerar el acceso a los complejos procesadores como un problema. Sin embargo, esto podría cambiar una vez que las empresas privadas comiencen a producir gas. De acuerdo con PEMEX, actualmente sus instalaciones de procesamiento de gas operan a 50% de su capacidad o menos.</p> <p>Los participantes del mercado señalan que PEMEX podría no tener suficientes herramientas de medición para diferenciar entre su propio gas y el de otras compañías.</p> <p>Comparación internacional Hasta donde sabe la OCDE, la mayoría de los países no tienen reglas sobre el acceso y tarifas a las instalaciones de procesamiento. En 2009, Nueva Zelanda introdujo las <i>Gas Processing Facilities Information Disclosure Rules</i> (Reglas de Publicación de información sobre Procesamiento de Gas), que exigían que se publicara toda la información relativa a la capacidad de las instalaciones de tratamiento de gas, así como</p>	<p>un tiempo limitado. El derecho de acceso podría limitarse, por ejemplo, a un periodo de cinco años y concederse de forma no discriminatoria. Sin embargo, el estudio también podría encontrar fuertes argumentos en contra de una regulación del procesamiento, sobre todo porque el procesamiento del gas natural generalmente no se considera un monopolio natural. Las partes interesadas pueden elegir entre negociar con PEMEX o, si no están satisfechas con las condiciones, construir sus propias instalaciones de procesamiento o utilizar instalaciones de procesamiento en el extranjero.</p>

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
								las solicitudes de acceso a estas instalaciones de tratamiento presentadas por terceros. Este reglamento y sus efectos fueron examinados por el Ministerio de Energía y Recursos de Nueva Zelanda. Sin embargo, el reglamento no se renovó después de su expiración el 27 de junio de 2014, pues el Ministerio de Energía y Recursos consideró que el acceso a las instalaciones de procesamiento no había planteado problemas de competencia y que, por tanto, no se necesitaban reglamentos de largo plazo.	
20	Resolución Núm. RES/389/2014. Resolución por la que se establecen, de manera transitoria, los términos y condiciones a los que deberán sujetarse las ventas de primera mano de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos, y las metodologías para la determinación	Considerando duodécimo	Control de precios/ Falta de metodología	Como parte de la regulación asimétrica, los precios a los que PEMEX vende gas húmedo (es decir, gas natural con otros compuestos distintos al metano, como butano, propano y etano) los regula la CRE. Antes de la Reforma Energética de 2013, PEMEX Exploración y Producción (PEP), subsidiaria de PEMEX, junto con la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) calculaba el precio interno que PEP podía cobrar a las subsidiarias de PEMEX por el gas húmedo, entre otros	CRE	A3, B1	Esta restricción limita la capacidad de PEP para vender gas húmedo a otras subsidiarias de PEMEX, pues PEP no puede usar el precio de venta que elija. PEMEX alega que el precio regulado no es un precio competitivo basado en las condiciones actuales del	Asegurar que PEMEX TRI tenga un suministro constante de gas húmedo para producir gas seco y gas LP, entre otros hidrocarburos. La regulación es parte de la regulación asimétrica con la cual PEMEX operará hasta que los mercados se consideren competitivos. Según la CRE, este no es todavía el caso de los mercados de gas húmedo. PEMEX aún es el mayor productor de gas húmedo, por lo que la CRE considera la posibilidad de liberalizar el precio (pero no los términos y condiciones de venta), pues esto podría alentar a otras	La OCDE recomienda que la CRE publique informes periódicos (por ejemplo, anuales) sobre el estado de los mercados en los que PEMEX está sujeto a una regulación asimétrica. En estos informes, la CRE debe explicar los criterios en los que se basa su evaluación para cada mercado y los cambios que aún quedan por hacer para que se levante la regulación asimétrica. La OCDE apoya en general las regulaciones asimétricas para

Núm	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
.	de sus precios; as como los términos y condiciones a los que deber sujetarse la prestación de los servicios de transporte, almacenamiento, distribución y expendio al público de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos, y las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones de dichos servicios a las que se refiere la Ley de Hidrocarburos. DOF: 03-10-2014			<p>hidrocarburos. El Artículo 82 de la Ley de Hidrocarburos establece que la CRE puede dictar reglamentos sobre los términos y condiciones, así como sobre los precios de las actividades sujetas a la regulación de la CRE. Por tanto, los precios y términos y condiciones en que PEP vende gas húmedo (entre otros productos) a PEMEX Transformación Industrial (PEMEX TRI), otra subsidiaria de PEMEX, los pueden determinar la CRE.</p> <p>De acuerdo con el considerando 12 de la resolución RES/389/2014, mientras la CRE no cuente con los recursos materiales y humanos necesarios, los precios y términos y condiciones para la venta de todos los hidrocarburos, incluyendo el gas natural húmedo, de 2014 continuarán aplicándose. La resolución no es clara, sin embargo, sobre el nivel de precios del gas húmedo vendido por PEP a empresas privadas.</p>			<p>mercado. También parece que no existe un mecanismo para las ventas de PEMEX a terceros porque PEMEX no publica un precio para terceros.</p>	<p>empresas a procesar gas húmedo.</p> <p>Hasta donde sabemos, la CRE no publica regularmente informes sobre el estado de los mercados en los que PEMEX está sujeto a una regulación asimétrica. CRE afirma que es imposible emitir ningún criterio fijo (por ejemplo, un umbral de mercado por debajo del cual la participación de PEMEX deba caer) que lleve a que se levante la regulación asimétrica. En cambio, dicen que es necesario realizar una evaluación caso por caso.</p> <p>La OCDE no pudo verificar la afirmación de la CRE de que la falta de recursos le impide emitir una metodología de precios y actualizar constantemente sus precios.</p>	<p>introducir condiciones competitivas en mercados que antes estaban dominados por un monopolio. Sin embargo, deben basarse en criterios claros y datos verificables.</p> <p>Además, la OCDE recomienda que la CRE actualice y publique su metodología para calcular los precios máximos de gas húmedo para PEMEX. Los precios deben actualizarse regularmente y publicarse cada mes. Si la CRE no puede cumplir con esta tarea debido a la escasez de materiales o de recursos humanos, puede permitir a PEP proponer metodologías que la CRE podría aprobar y supervisar.</p>

Núm .	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
				Según PEP, la CRE planea emitir una metodología de precios en un futuro cercano, aunque no incluirá términos y condiciones de venta.					
21	Ley de Hidrocarburos. Última reforma: DOF, 15-11-2016	17	Participación obligatoria de empresas estatales/ Restringe la participación de empresas privadas	De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, los yacimientos transfronterizos internacionales consisten en yacimientos que se encuentran dentro de la jurisdicción mexicana pero que continúan fuera de su territorio, así como en yacimientos que se encuentran fuera de la jurisdicción mexicana y que se comparten con otros países de acuerdo con los tratados firmados por México o de conformidad con la Convención de las Naciones Unidas sobre Derecho del Mar. Cuando se asignen contratos de exploración y extracción para los que exista la posibilidad de descubrir yacimientos transfronterizos, la SENER, con la asistencia de la CNH, garantizará que PEMEX o cualquier otra EPE participe con al	SENER, CNH	A3	El requisito discrimina a las empresas que podrían ser más eficientes que PEMEX u otra EPE para la exploración y extracción de yacimientos transfronterizos internacionales.	El supuesto objetivo es maximizar los ingresos de la nación y mantener cierto control sobre los yacimientos transfronterizos. Comparación internacional En la UE, varios países, como Noruega y Dinamarca, han exigido la participación del Estado en la producción de hidrocarburos como condición para sus regímenes de concesión de licencias. Otros países, como los Países Bajos, crearon la posibilidad de una participación financiera del Estado en la adjudicación de licencias de exploración o producción (generalmente de 40%). Sin embargo, las normas de participación del Estado deben mantener la independencia de la gestión de las entidades autorizadas. El apartado 3 del Artículo 6 de la Directiva 94/22/CE sobre hidrocarburos limita cualquier discriminación potencial que pudiera derivarse de la participación del Estado. Esto incluye las normas relativas al	Ninguna recomendación. La participación de un Estado es habitual y aceptable en el ámbito internacional mientras la EPE sólo pueda tomar decisiones de gestión que se basen en principios comerciales convencionales.

Núm	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
				menos 20% de la inversión total del proyecto. La ley no establece derechos de gestión o de mayoría para la EPE.				ejercicio de los derechos de voto y al uso de cuentas separadas. Los votos del Estado participante deben basarse exclusivamente en principios transparentes, objetivos y no discriminatorios, sin impedir que las decisiones de gestión de la entidad se basen en principios comerciales estandarizados. Sin embargo, el Estado participante puede oponerse a las decisiones de los licenciatarios si resulta que tal decisión no respeta las condiciones de la licencia relativas a la política de escasez de hidrocarburos y a la protección de los intereses financieros del Estado.	
22	Ley de Hidrocarburos. Última reforma: DOF, 15-11-2016 Lineamientos que establecen parámetros para determinar la contraprestación por extracción comercial que el asignatario o contratista entregará a los propietarios cuando sus proyectos	Artículos 100 y 101, fracción VI, letra c	Exploración y extracción de hidrocarburos/ Barrera a la entrada	Antes de comenzar la producción, los contratistas y asignatarios de derechos de exploración deben acordar pagar un porcentaje de los ingresos de la producción (después de deducciones) a los propietarios o titulares de la tierra que se verán afectados por la producción (por ejemplo, porque se instalarán pozos en sus tierras). Este porcentaje se paga una vez que la exploración y la	SENER, CNH	A4	Hasta hace poco, los contratistas o EPE y el propietario o titular de la tierra tenían que negociar el porcentaje de ingresos compensatorios. El proceso de negociación a menudo retrasaba el inicio de las operaciones de los contratistas o asignatarios.	El objetivo es compensar a los propietarios o titulares de la tierra afectados. Comparación internacional En los Países Bajos, el Estado posee todos los minerales situados a 100 metros o más por debajo de la superficie. Las licencias de exploración y producción se conceden mediante licitación pública con control regulable mediante, entre otras cosas, la participación del Estado. Los propietarios deben tolerar cualquier actividad minera (incluida la construcción en su propiedad) siempre y cuando se	Ninguna recomendación, pues las nuevas directrices ya establecen porcentajes de compensación claros en función de las ganancias previstas del proyecto.

Núm	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
.	alcancen la extracción comercial de hidrocarburos. DOF: 16-03-2018			extracción alcanzan un nivel de producción comercial. El porcentaje exacto debe negociarse entre las empresas productoras y los propietarios o titulares de las tierras, y situarse entre 0.5% y 3% para los proyectos de gas natural no asociado, y entre 0.5% y 2% para otros proyectos de hidrocarburos. Los participantes de la industria afirman que en la práctica las negociaciones para proyectos de gas natural no asociado siempre terminan con 3% como resultado.			La situación legal cambió el 18 de marzo de 2018 con la publicación de los Lineamientos que establecen parámetros para determinar la contraprestación por extracción comercial que el asignatario o contratista entregará a los propietarios cuando sus proyectos alcancen la extracción comercial de hidrocarburos. Estos incluyen porcentajes fijos que dependen de las ganancias proyectadas del proyecto. Así, ya no es necesaria una solución negociada y parece que los terratenientes ya no tienen derecho a negarse a	les haya concedido una licencia y las actividades se realicen a 100 metros por debajo de la superficie. Los propietarios de las tierras deben ser debidamente indemnizados por cualquier daño a sus bienes (Artículo 4 del M-Act). En Alemania, los recursos pueden explorarse independientemente del consentimiento del propietario individual y su derecho a la propiedad privada. En el Reino Unido, hasta 2015, se requerían permisos del propietario del terreno bajo el cual se realizaba la exploración. Sin embargo, la Ley de Infraestructura de 2015 otorga el derecho establecido por la ley de utilizar el subsuelo para los desarrollos petroleros y geotérmicos, sujeto a un modesto pago al propietario de la tierra. La propiedad del gas bajo la masa terrestre del Reino Unido o sus aguas territoriales corresponde a la Corona (Ley de Energía en Europa). En los Estados Unidos el propietario también es propietario de los hidrocarburos en el subsuelo y es él quien contrata a las compañías mineras para su explotación.	
				En México, los propietarios o titulares de la tierra no son propietarios de los hidrocarburos. De hecho, según el Artículo 1 de la Ley de Hidrocarburos, corresponde a la nación mexicana "la propiedad directa, inalienable e imprescriptible de todos los Hidrocarburos que se encuentren en el subsuelo del territorio nacional". Sin embargo, la contraprestación para					

Núm	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
				<p>el propietario de la tierra es para compensar por el uso de su tierra.</p> <p>La SENER, con ayuda de la CNH, es responsable de elaborar metodologías, parámetros y directrices que sirvan como referencia para calcular la producción probable y, por tanto, el importe que constituya la base para el cálculo de la compensación.</p>			utilizar sus tierras.		
23	Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen las reglas para el requerimiento mínimo de seguros a los Regulados que lleven a cabo obras o actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, tratamiento y refinación de petróleo y procesamiento de gas natural. DOF: 23-06-2016	Disposiciones Administrativas Generales: 27, 28, 29 y 31	Exploración y extracción/ Seguros	Cuando las empresas o EPE realicen actividades de exploración y extracción deben contratar una póliza de seguro por un importe al menos igual al especificado en las Disposiciones Administrativas de carácter general que establecen las reglas para el requerimiento mínimo de seguros a los Regulados que lleven a cabo obras o actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, tratamiento y refinación de petróleo y procesamiento de gas natural. Estos importes	ASEA, CNH	A4	Según algunas empresas, los importes mínimos para los seguros pueden ser excesivos. Los altos costos pueden desalentar la entrada en esta actividad.	<p>Lo más probable es que el objetivo sea garantizar una respuesta eficiente a cualquier accidente relacionado con las actividades de exploración y extracción, y evitar una situación en la que el gobierno mexicano tenga que cubrir los daños. Aunque no existieran normas que obligaran al seguro obligatorio, las empresas tendrían que adquirir pólizas de seguro similares para poder recibir financiamiento y préstamos de terceros.</p> <p>Comparación internacional En el Reino Unido, la contratación del seguro OEE es opcional para las empresas; sin embargo, una gran mayoría de las empresas que explotan y extraen gas natural optan por</p>	Ninguna recomendación.

Núm .	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
				<p>se fijan en función del tipo de actividad para los seguros que cubren la responsabilidad civil y daños ambientales. El seguro debe cubrir las actividades de pérdida máxima probable (Probable Maximum Loss, PML), respuesta de emergencia, mitigación y restauración, entre otras. Las compañías también deben contratar una Cobertura de Control de Pozos, es decir, retomar el control de un pozo que tiene una liberación inesperada de hidrocarburos. La Cobertura de Control de Pozos (Operator Extra Expenses, OEE) varía de acuerdo con el nivel de perforación y las inversiones para las que la compañía o EPE busca permiso.</p> <p>Si las compañías o las EPE utilizan buques o plataformas móviles, deben disponer de un seguro de protección e indemnización (Protection and Indemnization, P&I) que cubra los riesgos indefinidos que los</p>				<p>contratarlo para cubrir cualquier posible problema de responsabilidad civil (véase https://oilandgasuk.co.uk/wp-content/uploads/2015/04/Mandatory-Financial-Requirements-for-Oil-Industry-Operations-in-the-UKCS.pdf).</p>	

Núm .	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
				seguros tradicionales se resisten a asegurar, como los riesgos de terceros causados por la carga, los riesgos de guerra y los daños ambientales. Se pueden proponer nuevos montos de seguro basados en los resultados de un estudio de pérdida máxima probable que debe seguir las pautas de la ASEA. El estudio que determina los importes por asegurar debe realizarse por un tercero autorizado.					
24	NOM-EM-005-ASEA-2017, que establece los criterios para clasificar a los Residuos de Manejo Especial del Sector Hidrocarburos y determinar cuáles están sujetos a Plan de Manejo; el listado de los mismos, así como los elementos y procedimientos para la formulación de	Artículo 12	No concordancia de estándares	Estas NOM establecen los criterios para clasificar los residuos de manejo especial del sector hidrocarburos y determinar cuáles están sujetos a un plan de manejo. Las NOM también contienen un listado de los mismos y proporciona procedimientos para la formulación de los planes de manejo. La norma establece específicamente que no concuerda con los estándares internacionales. La	ASEA	A5	Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado mexicano, así como el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar normas diferentes en México y en el	En México, la no armonización de las NOM debe divulgarse, de acuerdo con el Artículo 41, Sección VI, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que las NOM deben declarar su grado de conformidad con las normas y criterios internacionales.	Actualizar la NOM para que esté en la medida de lo posible de acuerdo con las normas internacionales. Es posible que algunas de las prácticas actuales ya se ajusten a las normas internacionales, lo que podría facilitar la transición. Debe señalarse en las NOM si no existen actualmente normas internacionales o mejores prácticas.

Núm	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
	los Planes de Manejo de Residuos Peligrosos y de Manejo Especial del Sector Hidrocarburos, publicada el 31 de octubre de 2017. DOF: 18-04-2018								
25	NOM-001-SEMARNAT-1996, que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales. DOF: 11-12-1996	Artículo 7	No concordancia de estándares	<p>La NOM-001SEMARNAT-1996 establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales (aguas que gestiona CONAGUA de acuerdo con el Artículo 113 de la Ley de Aguas Nacionales).</p> <p>La norma establece específicamente que no concuerda con los estándares internacionales y que al momento de elaborarse no existían referencias internacionales correspondientes a los requisitos jurídicos y técnicos de esta NOM.</p>	SEMARNA T por medio de la CONAGUA	A5	Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado mexicano, así como el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar normas diferentes en México y en el extranjero, lo que generaría costos adicionales. Aunque en la práctica las normas mexicanas se	<p>En México, la falta de armonización de la NOM debe divulgarse, de acuerdo con el Artículo 41, Sección VI, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que la NOM debe declarar su grado de conformidad con las normas y criterios internacionales.</p> <p>De acuerdo con el Programa Nacional de Normalización 2018, esta NOM se modificará en 2018.</p>	Actualizar la NOM para que esté en la medida de lo posible de acuerdo con las normas internacionales. Es posible que algunas de las prácticas actuales ya se ajusten a las normas internacionales, lo que podría facilitar la transición. Debe señalarse en la NOM si no existen actualmente normas internacionales o mejores prácticas.

Núm .	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
26	NOM-003-CNA-1996, Requisitos durante la construcción de pozos de extracción de agua para prevenir la contaminación de acuíferos. DOF: 03-02-1997	Artículo 11	No concordancia de estándares	<p>Esta NOM establece los requisitos de construcción de pozos de agua para evitar la contaminación de los acuíferos.</p> <p>La norma establece específicamente que no concuerda con los estándares internacionales. La norma también establece que no existía una referencia internacional en el momento en que se elaboró.</p>	CONAGUA	A5	<p>hubieran adaptado (en parte) a las normas internacionales, de no actualizarse el texto legal de las NOM podría existir confusión entre los participantes en el mercado.</p> <p>Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado mexicano, así como el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar normas diferentes en México y en el extranjero, lo que generaría costos adicionales. Aunque en la práctica las normas</p>	En México, la falta de armonización de la NOM debe divulgarse, de acuerdo con el Artículo 41, Sección VI, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que la NOM debe declarar su grado de conformidad con las normas y criterios internacionales.	Actualizar la NOM para que esté en la medida de lo posible de acuerdo con las normas internacionales. Es posible que algunas de las prácticas actuales ya se ajusten a las normas internacionales, lo que podría facilitar la transición. Debe señalarse en la NOM si no existen actualmente normas internacionales o mejores prácticas.

Núm	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
27	NOM-004-CNA-1996, Requisitos para la protección de acuíferos durante el mantenimiento y rehabilitación de pozos de extracción de agua y para el cierre de pozos en general. DOF: 08-08-1997	Artículo 10	No concordancia de estándares	La NOM-004-CNA-1996 establece los requisitos para proteger la calidad del agua en los acuíferos durante los trabajos de mantenimiento, rehabilitación y cierre de pozos. La norma establece específicamente que sólo concuerda parcialmente con dos normas internacionales (AWW C654 sobre desinfección y A100 sobre cierre de pozos).	CONAGUA	A5	mexicanas se hubieran adaptado (en parte) a las normas internacionales, de no actualizarse el texto legal de las NOM podría existir confusión entre los participantes en el mercado. Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado mexicano, así como el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar normas diferentes en México y en el extranjero, lo que generaría costos adicionales. Aunque en la	En México, la falta de armonización de la NOM debe divulgarse, de acuerdo con el Artículo 41, Sección VI, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que la NOM debe declarar su grado de conformidad con las normas y criterios internacionales.	Actualizar la NOM para que esté en la medida de lo posible de acuerdo con las normas internacionales. Es posible que algunas de las prácticas actuales ya se ajusten a las normas internacionales, lo que podría facilitar la transición. Debe señalarse en la NOM si no existen actualmente normas internacionales o mejores prácticas.

Núm .	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
							práctica las normas mexicanas se hubieran adaptado (en parte) a las normas internacionales, de no actualizarse el texto legal de las NOM podría existir confusión entre los participantes en el mercado.		
28	NOM-011-CONAGUA-2015, Conservación del recurso agua - Que establece las especificaciones y el método para determinar la disponibilidad media anual de las aguas nacionales. DOF: 27-03-2015	Artículo 5	No concordancia de estándares	La NOM-011-CONAGUA-2015 establece la metodología para determinar la disponibilidad media anual de las aguas nacionales superficiales y del subsuelo. La norma establece específicamente que no concuerda con los estándares internacionales.	CONAGUA	A5	Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado mexicano, así como el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar normas diferentes en México y en el extranjero, lo que generaría costos adicionales.	En México, la falta de armonización de la NOM debe divulgarse, de acuerdo con el Artículo 41, Sección VI, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que la NOM debe declarar su grado de conformidad con las normas y criterios internacionales.	Actualizar la NOM para que esté en la medida de lo posible de acuerdo con las normas internacionales. Es posible que algunas de las prácticas actuales ya se ajusten a las normas internacionales, lo que podría facilitar la transición. Debe señalarse en la NOM si no existen actualmente normas internacionales o mejores prácticas.

Núm	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
29	NOM-115-SEMARNAT-2003, que establece las especificaciones de protección ambiental que deben observarse en las actividades de perforación y mantenimiento de pozos petroleros terrestres para exploración y producción en zonas agrícolas, ganaderas y eriales, fuera de áreas naturales protegidas o	Artículo 6	No concordancia de estándares	La NOM-115-SEMARNAT-2003 establece las especificaciones y medidas preventivas para la perforación o mantenimiento de pozos petroleros en zonas agrícolas, ganaderas y eriales, y protecciones ambientales adicionales. La norma establece específicamente que no concuerda con los estándares internacionales y que no existía una referencia internacional correspondiente a los requisitos jurídicos y	SEMARNA T por medio de ASEA	A5	Aunque en la práctica las normas mexicanas se hubieran adaptado (en parte) a las normas internacionales, de no actualizarse el texto legal de las NOM podría existir confusión entre los participantes en el mercado. Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado mexicano, así como el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar normas diferentes en México y en el extranjero, lo que generaría	En México, la falta de armonización de la NOM debe divulgarse, de acuerdo con el Artículo 41, Sección VI, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que la NOM debe declarar su grado de conformidad con las normas y criterios internacionales. De acuerdo con el Programa Nacional de Normalización 2018, esta NOM se modificará en 2018.	Actualizar la NOM para que esté en la medida de lo posible de acuerdo con las normas internacionales. Es posible que algunas de las prácticas actuales ya se ajusten a las normas internacionales, lo que podría facilitar la transición. Debe señalarse en la NOM si no existen actualmente normas internacionales o mejores prácticas.

Núm .	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
	terrenos forestales. DOF: 27-08-2004			técnicos en el momento en que se elaboró.			costos adicionales. Aunque en la práctica las normas mexicanas se hubieran adaptado (en parte) a las normas internacionales, de no actualizarse el texto legal de las NOM podría existir confusión entre los participantes en el mercado.		
30	NOM-143-SEMARNAT-2003, que establece las especificaciones ambientales para el manejo de agua congénita asociada a hidrocarburos. DOF: 03-03-2005	Artículo 7	No concordancia de estándares	La NOM-143-SEMARNAT-2003 establece las especificaciones en materia ambiental para el manejo e inyección de agua congénita (agua atrapada en rocas sedimentarias) en formaciones rocosas. Esto es importante en la fractura y otros tipos de extracción de hidrocarburos. La norma también establece límites máximos permisibles de su descarga en este tipo de rocas. La norma establece específicamente que no concuerda con los estándares internacionales y que no	SEMARNA T por medio de ASEA	A5	Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado mexicano, así como el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar normas diferentes en México y en el extranjero, lo	En México, la falta de armonización de la NOM debe divulgarse, de acuerdo con el Artículo 41, Sección VI, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que la NOM debe declarar su grado de conformidad con las normas y criterios internacionales. De acuerdo con el Programa Nacional de Normalización 2018, esta NOM se modificará en 2018.	Actualizar la NOM para que esté en la medida de lo posible de acuerdo con las normas internacionales. Es posible que algunas de las prácticas actuales ya se ajusten a las normas internacionales, lo que podría facilitar la transición. Debe señalarse en la NOM si no existen actualmente normas internacionales o mejores prácticas.

Núm	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
				había una referencia internacional correspondiente a los requisitos ambientales y técnicos cuando se elaboró.			que generaría costos adicionales. Aunque en la práctica las normas mexicanas se hubieran adaptado (en parte) a las normas internacionales, de no actualizarse el texto legal de las NOM podría existir confusión entre los participantes en el mercado.		
31	NOM-138-SEMARNAT/SSA1-2012, Límites máximos permisibles de hidrocarburos en suelos y lineamientos para el muestreo en la caracterización y especificaciones para la remediación. DOF: 10-09-2013	Artículo 10	No concordancia de estándares	La NOM-138-SEMARNAT/SSA1-2012 establece los límites máximos permisibles de hidrocarburos sólidos y líquidos en distintos tipos de suelos y especificaciones para su remedio. La norma establece específicamente que no concuerda con los estándares internacionales, y que no había referencia internacional correspondiente a los requisitos	SEMARNA T por medio de ASEA	A5	Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado mexicano, así como el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar normas diferentes en	En México, la falta de armonización de la NOM debe divulgarse, de acuerdo con el Artículo 41, Sección VI, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que la NOM debe declarar su grado de conformidad con las normas y criterios internacionales. De acuerdo con el Programa Nacional de Normalización 2018, esta NOM se cancelará y reemplazará en 2018.	Actualizar la NOM para que esté en la medida de lo posible de acuerdo con las normas internacionales. Es posible que algunas de las prácticas actuales ya se ajusten a las normas internacionales, lo que podría facilitar la transición. Debe señalarse en la NOM si no existen actualmente normas internacionales o mejores prácticas.

Núm .	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivos del legislador	Recomendaciones
				procedimentales y técnicos cuando se elaboró.			México y en el extranjero, lo que generaría costos adicionales. Aunque en la práctica las normas mexicanas se hubieran adaptado (en parte) a las normas internacionales, de no actualizarse el texto legal de las NOM podría existir confusión entre los participantes en el mercado.		

Segmento intermedio de gas

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
1	Ley de Hidrocarburos . Última reforma: DOF, 15-11-2016	Artículo 96	Transporte y distribución de gas natural/ Permisos de construcción	<p>La CRE otorga permisos para el transporte, almacenamiento y distribución de gas natural a través de ductos. Para construir ductos de gas natural, las empresas deben obtener un permiso de la CRE y un permiso de construcción de la autoridad municipal pertinente. De acuerdo con el Artículo 115, fracción V, inciso f), de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, los gobiernos municipales tienen la facultad de expedir permisos y licencias de construcción. De acuerdo con el Artículo 96 de la Ley de Hidrocarburos, el gobierno federal, los gobiernos estatales y los municipios deben contribuir al desarrollo de proyectos en materia de transporte, almacenamiento y distribución a través de ductos mediante el otorgamiento de permisos y autorizaciones.</p> <p>Según los participantes del mercado, los gobiernos municipales con frecuencia niegan o retrasan significativamente los permisos de construcción a las empresas que ya poseen un permiso federal de la CRE para transportar gas natural a través</p>	Gobierno municipal, CRE	A2	<p>La necesidad de obtener permisos municipales para la construcción de infraestructura genera retrasos o en algunos casos incluso impide el desarrollo de proyectos de ductos de gas natural. Las empresas de gas natural no pueden entrar fácilmente en los mercados regionales y competir con los distribuidores locales de gas LP.</p>	<p>El derecho de los municipios a otorgar permisos de construcción está garantizado en la Constitución Mexicana.</p> <p>La Dirección General Adjunta de Vinculación con Municipios y Organismos Empresariales, área de la CRE, es responsable de la coordinación con los municipios, así como del establecimiento de mecanismos de colaboración e intercambio de información con los municipios.</p> <p>Sin embargo, los participantes en el mercado suelen afirmar que no están al tanto de la ayuda de la CRE al tratar con las autoridades municipales.</p>	<p>Crear un área dentro de una dependencia federal para facilitar la actividad de las empresas de gas natural a nivel municipal y dotar a esa área de suficientes recursos humanos y financieros.</p> <p>Esta área trabajaría dentro de los límites del Artículo 115 de la Constitución mexicana y respetaría la autonomía municipal en la autorización del uso del suelo y la emisión de permisos de construcción.</p> <p>Sus facultades deben incluir:</p> <ul style="list-style-type: none"> • ofrecer formatos de solicitudes de permiso a autoridades municipales; • firmar convenios de colaboración con autoridades

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
				de ductos.					municipales o estatales; • asesorar a los interesados sobre la mejor manera de tratar con las autoridades municipales; • publicar un reporte anual que describa la situación de las compañías de gas natural a nivel local; • organizar talleres con autoridades municipales y • actuar como <i>amicus curiae</i> frente a tribunales en caso de permisos indebidamente negados. (Algunas de estas tareas pueden estar ya a cargo de la CRE u otra dependencia federal.)
2	N/A	N/A	Pago compensatorio periódico/ Municipios	Según los participantes en el mercado, existe un desalineamiento de intereses entre las autoridades municipales y las empresas interesadas en desarrollar proyectos de transporte y distribución de gas natural en los municipios. Como los municipios no reciben actualmente ningún beneficio de las empresas de gas natural que construyen	Gobierno municipal	A4	Muchos proyectos de gas natural se retrasan o incluso se cancelan a nivel municipal. En consecuencia, los distribuidores de gas natural	La regulación mexicana no aborda esta desalineación de intereses. Comparación internacional Diversas jurisdicciones prevén alguna forma de compensación a los municipios. Por ejemplo, en España, de acuerdo con el regulador municipal, los	Estudiar la posibilidad de garantizar incentivos a los municipios (es decir, pagos regulares como compensación por el uso de terrenos comunitarios por venta o transporte de gas natural a través de sus

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
				nuevos ductos, a menudo no apoyan (e incluso obstaculizan) estos proyectos, lo que puede provocar retrasos, y a veces incluso que los ductos no se construyan.			a menudo no son capaces de competir con los de gas LP.	municipios son compensados por las compañías de gas (por ejemplo, 1.5% de las ventas netas de gas natural se destinan al municipio).	territorios, o contribuciones en pagos de infraestructura). Sin embargo, se debe tener cuidado en que los pagos no incurran en discriminación entre proveedores de gas natural o gas LP.
3	Reglamento de la Ley General de Desarrollo Forestal Sustentable. Última reforma: DOF, 31-10-2014 Ley General de Desarrollo Forestal Sustentable Última reforma: DOF, 05-06-2018	Reglamento: Artículo 120 y 122 Ley: Artículo 14, fracción XI	Infraestructura/ Autorización para el cambio de uso de suelo en terrenos forestales	La compañía de gas natural que pretenda construir un ducto debe cambiar el uso de suelo de la tierra sobre la que esté planeado construirlo. Muchos terrenos en cuestión están registrados como terrenos forestales ante la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT). Las compañías interesadas en el cambio de uso de suelo en terrenos forestales deben llenar un formato emitido por la SEMARNAT y entregarlo a la ASEA. El Artículo 14, fracción XI, de la Ley General de Desarrollo Forestal Sustentable, expedido en 2018, señala que la SEMARNAT tiene la atribución de emitir las autorizaciones de cambio de uso de suelo de terrenos forestales. Además, el Artículo 122 del Reglamento de la Ley General de Desarrollo Forestal Sustentable, expedido el 21 de febrero de 2005, especifica que la SEMARNAT tiene de 60 a 75 días hábiles para	SEMARNAT por medio de ASEA	A2	La construcción de nueva infraestructura de transporte y distribución de gas natural se retrasa cuando la SEMARNAT no emite una resolución dentro del plazo establecido, pues las solicitudes se rechazan automáticamente (<i>negativa ficta</i>). Según los participantes de la industria, esto sucede con frecuencia.	El objetivo de esta restricción es otorgar a SEMARNAT control del uso de los terrenos forestales. La Ley General de Desarrollo Forestal Sustentable se expidió el 25 de febrero de 2003. Su reglamento se expidió el 21 de febrero de 2005 y se modificó por última vez el 31 de octubre de 2014. La Ley se abrogó y reemplazó por la nueva Ley General de Desarrollo Forestal Sustentable el 5 de junio de 2018. Esta nueva ley establece en su segundo transitorio (que establece el marco legal para el período de transición hasta que la nueva legislación entre en vigor) que a partir del 5 de junio de 2018, el Congreso tendrá 180 días para emitir un nuevo reglamento. Hasta entonces, el antiguo	Cambiar la legislación de manera que si la SEMARNAT, por conducto de ASEA, no resuelve durante el periodo establecido, se apruebe (en vez de que rechace) la solicitud automáticamente (<i>afirmativa ficta</i>). Este cambio evitaría retrasos a los proyectos de nuevos ductos. En caso de que la <i>afirmativa ficta</i> se aplique y esto dé lugar a consecuencias negativas imprevistas (p. Ej., ambientales), la SEMARNAT podrá retirar la autorización. Además, la ASEA debe recibir recursos adicionales que le

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
				emitir una resolución de cambio de uso de suelo. En caso contrario, la solicitud se rechaza automáticamente (<i>negativa ficta</i>).				reglamento sigue en vigor. Hasta el 18 de septiembre de 2018, el reglamento no se había emitido.	permitan cumplir sus tareas en tiempo y forma.
4	Acuerdo por el que se emiten los Lineamientos y modelos de contratos para el uso, goce, afectación o, en su caso, adquisición de los terrenos, bienes o derechos para realizar las actividades de la exploración y extracción de hidrocarburos y de transporte por medio de ductos. DOF: 02-06-2016	Artículo 16	Montos máximos/ Contraprestación	Las compañías de gas natural interesadas en construir ductos deben acordar una contraprestación con los titulares o propietarios de la tierra por el uso de su propiedad. El 2 de junio de 2016 la SENER emitió en el DOF el Acuerdo por el que se emiten los lineamientos y modelos de contratos para el uso, goce, afectación o, en su caso, adquisición de los terrenos, bienes o derechos para realizar las actividades de la exploración y extracción de hidrocarburos y de transporte por medio de ductos, que contiene condiciones generales y determina montos mínimos a pagar por el uso de la propiedad de los titulares o propietarios de la tierra. Sin embargo, este acuerdo no prevé un monto máximo. Las contraprestaciones actuales se calculan de acuerdo con un tabulador publicado por el Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales (INDAABIN), organismo público desconcentrado de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, cuyo objeto es administrar y valorar el patrimonio inmobiliario	SENER	A4	La legislación mexicana actual no contiene un monto máximo que las compañías de gas tienen que pagar a los propietarios para utilizar sus propiedades, pues la valuación de INDAABIN solo sirve como referencia. Esta falta de un máximo le da al propietario o titular de la tierra un fuerte poder de negociación y la posibilidad de fijar precios altos y aumentar el costo de la construcción de ductos de gas natural.	El objetivo es asegurar una compensación justa para los titulares o propietarios de la tierra mientras se permite que las compañías construyan nuevos ductos sin retrasos innecesarios.	El monto de la contraprestación debe establecerse por una autoridad federal y no por negociaciones bilaterales entre las compañías y los titulares o propietarios de la tierra. Al momento de calcular los montos máximos, la dependencia debe tomar en cuenta factores relevantes, como los precios promedio de la tierra en esta área, así como las valuaciones del INDAABIN.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
				federal y paraestatal. El INDAABIN cuenta con la Metodología de los servicios valuatorios regulados por el Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales para determinar y emitir tabuladores sobre valores promedio de la tierra para uso, ocupación o adquisición en proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos, así como para la prestación del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica y para la construcción de plantas de generación de energía eléctrica en aquellos casos en que, por las características del proyecto, se requiera de una ubicación específica.			Además, las negociaciones con los propietarios o titulares de las tierras pueden provocar retrasos en la construcción de los ductos y restringir a las empresas de gas natural que deseen entrar en los mercados regionales y competir con los distribuidores locales de gas LP.		
5	Ley de Hidrocarburos . Última reforma: DOF, 15-11-2016	Artículos 105 y 117	Validación por un juez local/ Negociación de la contraprestación	Los cesionarios o contratistas (en este caso, las compañías de gas) negocian acuerdos con los propietarios o titulares de la tierra (incluyendo tierras de propiedad comunal o ejidos) para establecer pagos de compensación y condiciones para el uso de las tierras por las que pasan los ductos. Una vez finalizadas las negociaciones, un juez de distrito en materia civil o tribunal unitario agrario debe validar cada contrato antes de su entrada en vigor.	Jueces locales	A4	Un juez local tiene que validar numerosos acuerdos como requisito para construir nuevas tuberías de gas natural. Esto puede retrasar la construcción de ductos de gas natural y restringir la capacidad de	Garantizar que se respeten los derechos de los propietarios o titulares de tierras, bienes o derechos afectados por las actividades de transporte a través de ductos.	Además de los jueces locales, los notarios también deben poder validar los contratos entre los propietarios o titulares de la tierra (incluso ejidos), bienes o derechos y los cesionarios o contratistas (en este caso, las compañías de gas).

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
							los distribuidores de gas natural para competir con los distribuidores de gas LP.		
6	Ley de Hidrocarburos Última reforma: DOF, 15-11-2016	Artículo 69	Nuevas rutas/ Plan quinquenal	La SENER publica periódicamente un plan quinquenal de expansión de SISTRANGAS, que contiene una lista de proyectos que la SENER considera estratégicos para asegurar el desarrollo eficiente de SISTRANGAS. Para cada uno de estos "proyectos estratégicos", la SENER debe publicar, entre otros datos, las rutas para el transporte de gas natural. Las nuevas rutas se publican antes de construir los ductos e incluso antes de que la compañía de gas natural a cargo haya adquirido todos los terrenos (o derechos de su uso) que necesitará para la construcción.	SENER	A4	La publicación detallada de las nuevas rutas para los ductos de transporte de gas natural puede generar especulación de terrenos, lo que podría aumentar el costo de construcción de los ductos, lo que a su vez podría afectar los precios finales para los consumidores. Además, las negociaciones con los propietarios de las tierras pueden retrasar la construcción de nuevos ductos.	Según el plan quinquenal de la SENER, el objetivo de publicar planes de expansión que contengan una lista de proyectos es permitir la planificación de mediano plazo de la infraestructura de transporte de gas natural y las decisiones de inversión.	Ninguna recomendación. Las rutas finales del ducto no son lo bastante detalladas para permitir la adquisición de todos los terrenos en cuestión. Por tanto, parece que en la práctica las posibilidades de especulación del suelo son limitadas.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
7	Ley de Hidrocarburos . Última reforma: DOF, 15-11-2016 Modelos de notificación de SENER y SEDATU	Ley: Artículos 101, fracción IV, y 117	Negociación de la notificación/ Regulación doble	Cuando una compañía de gas interesada en la construcción de nuevos ductos inicia negociaciones con los propietarios o titulares de la tierra sobre la compensación, debe notificar a la SENER y la SEDATU por separado de cada negociación. Las notificaciones se realizan predio por predio. Tanto la SENER como la SEDATU utilizan sus propios formularios de notificación, aunque ambos exigen datos similares.	SENER, SEDATU	A2	La necesidad de notificar a dos autoridades predio por predio y de proporcionar datos similares en dos ocasiones genera cargas administrativas innecesarias para las compañías y puede retrasar innecesariamente los proyectos.	La obligación de informar a las autoridades tiene por objeto garantizar el seguimiento individualizado de todas las negociaciones entre las empresas y los propietarios o titulares de terrenos, bienes o derechos necesarios para el transporte por ductos de hidrocarburos (incluido el gas natural).	Combinar ambos formatos de notificaciones de manera que solo se deba entregar un formato a la SENER o a la SEDATU.
8	NOM-003-ASEA-2016, Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos. DOF: 18-08-2017	Punto 5.5	Distribución de gas natural/ Dictamen de diseño	La NOM-003-ASEA-2016 establece las especificaciones y criterios técnicos de seguridad para el diseño, construcción, pre arranque, inspección, operación, mantenimiento, cierre y desmantelamiento de los sistemas de distribución de gas natural y gas LP a través de ductos. El punto 5.5 de esta NOM establece que cada vez que los permisionarios construyan nueva infraestructura, amplíen o modifiquen sus instalaciones, deben obtener un dictamen de diseño de una unidad de verificación (persona física o moral acreditada que realice	ASEA	A2	La redacción del punto 5.5 de esta NOM implica que los titulares de permisos deben obtener un nuevo informe de planificación por cada modificación de sus instalaciones, por pequeña que sea. Sin embargo, según los	Lo más probable es que el objetivo de esta restricción sea garantizar los estándares de calidad para la expansión y modificación de las instalaciones de distribución de gas natural.	Aclarar la legislación de modo que se establezca que esta NOM solo es aplicable a nuevos ductos.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
				actividades de evaluación de la conformidad en relación con las NOM) para comprobar que las instalaciones nuevas o ampliadas o las modificaciones se construyeron de acuerdo con la NOM-003-ASEA-2016.			participantes de la industria, en la práctica, la norma solo es aplicable a nuevos ductos. El texto de la NOM puede generar incertidumbre para los participantes de la industria, pues las empresas podrían asumir que existe un requisito de notificación innecesario incluso para pequeñas modificaciones en los ductos.		
9	Directiva de información para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-006-2006. DOF: 08-01-2007	Directivas 5.6 y 5.7	Seguridad/ Regulación doble y reporte de incidentes	La directiva DIR-GAS-006-2006 de la CRE estipula que las compañías de gas natural deben notificarle cualquier siniestro o incidente que ocurra. Las empresas deben elaborar un informe detallado sobre estos incidentes, así como de las medidas que se tomaron para controlarlos. Este informe debe presentarse a la CRE dentro de	CRE, ASEA	A4	Las empresas tienen que enviar dos reportes similares sobre accidentes, siniestros e incidentes a dos autoridades.	Tanto la CRE como la ASEA son reguladores del sector de energía, pero la directiva DIR-GAS-006-2006 de la CRE se emitió antes de la creación de la ASEA. El marco legal actual establece que la ASEA tiene como objeto regular y supervisar en materia de seguridad industrial, operativa y de protección del ambiente,	Las compañías reguladas solo deben llenar un formato para reportar accidentes. La OCDE recomienda que se permita a las empresas presentar un único informe a la ASEA y la CRE.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
	Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para informar la ocurrencia de incidentes y accidentes a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos . DOF: 04-11-2016			<p>los diez días hábiles siguientes a la fecha del siniestro.</p> <p>Las compañías deben proveer un reporte similar a la ASEA, Las DACG que establecen los Lineamientos para informar la ocurrencia de incidentes y accidentes a la ASEA establecen la siguiente clasificación de incidentes y accidentes: 1) Un evento tipo 3 es el más grave y ocurre por ejemplo cuando hay dos o más muertes dentro o fuera de las instalaciones, daño a las instalaciones e interrupción de operaciones. 2) Un evento tipo 2 ocurre con una o más muertes dentro de las instalaciones. 3) Un evento tipo 1 ocurre cuando las lesiones del personal requieran incapacidad médica y que ocurrieron en el ejercicio o con motivo de sus actividades.</p>			Esto genera costos adicionales para los participantes en el mercado.	las instalaciones y actividades del sector hidrocarburos, y la CRE supervisa el cumplimiento de los permisionarios. La CRE ha mencionado que junto con la ASEA y la CNH crearon la Oficina de Asistencia Coordinada del Sector Energético (ODAC), cuyo objeto es coordinar los procesos en los que interviene más de un organismo regulador de la energía.	Lo ideal sería que este informe se subiera a una plataforma común (ventanilla única) en la cual ambas agencias compartieran la información. La creación de la ODAC es un primer paso en esta dirección.
10	Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de	Parte 2, puntos 9.4 y 11.2	Gas natural/ Barrera a la entrada	La CRE otorga permisos para el transporte y almacenamiento de gas natural. Si ya se asignó la capacidad de un determinado ducto, una empresa que necesite capacidad en ese ducto puede solicitar a los usuarios existentes que transfieran su capacidad no utilizada. Los titulares de capacidad pueden argumentar que la liberación de capacidad mermaría la "viabilidad económica" de sus proyectos de inversión.	CRE	A3	La falta de definición de "viabilidad económica" puede en teoría dar lugar a dificultades para acceder a las capacidades de transporte y almacenamien	El gobierno pretende garantizar el acceso a la capacidad sin poner en peligro las inversiones previas. La industria no considera que la falta de definición sea un problema.	Ninguna recomendación, pues los participantes de la industria no consideran la definición actual como un problema.
								Comparación internacional El punto 2.2. del anexo 1 del Reglamento (EC) núm. 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009, sobre las	

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
	los servicios de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural. (RES/900/2015) DOF: 13-01-2016			Las DACG en materia de acceso abierto y prestación de los servicios de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural RES/900/2015 estipulan: "cualquier proyecto de nuevo Sistema, Ampliación o Extensión clasificado como técnicamente factible es económicamente viable siempre que existan interesados en financiar el desarrollo del proyecto."			to si el titular de la capacidad se niega a liberar capacidades basándose en una evaluación injustificada de que ello no sería económicamente viable. La CRE publicó la RES/900/2015 en 2016, que define el término "viabilidad económica". La CRE argumenta que su definición es suficiente y que no hay problemas. Además, los participantes de la industria no han expresado problemas con la definición actual.	condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural establece: "En caso de no utilización de la capacidad contratada, los gestores de redes de transporte pondrán esta capacidad a disposición del mercado primario en condiciones interrumpibles, a través de contratos de duración variable, siempre que el usuario de la red de que se trate no ofrezca la capacidad en el mercado secundario a un precio razonable". Hasta donde la OCDE tiene conocimiento, la disposición no contiene una excepción debido a "viabilidad económica".	
11	Acuerdo de la Comisión	Acuerdo : Sexto	Riesgo de coordinación de	Las ventas de primera mano (VPM) se definen como la	CRE	B1, C2	La publicación de la	El "sistema de información" busca prevenir ofertas	Ninguna recomendación,

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
	aprueba y expide los términos y condiciones generales para las ventas de primera mano de gas natural. DOF: 19-02-2016								<p>mercados en los que PEMEX está sujeta a una regulación asimétrica.</p> <p>En estos informes, la CRE debe explicar los criterios en los que se basa su evaluación para cada mercado y los cambios que aún quedan por hacer para que se elimine la regulación asimétrica. La OCDE apoya en general la implementación de regulación asimétrica para introducir condiciones competitivas en los mercados que antes estaban dominados por un monopolio. Sin embargo, deben basarse en criterios claros y datos verificables.</p>
12	Directiva sobre la determinación del precio límite superior del gas licuado de	General	Regulación asimétrica/ Ventas de primera mano de gas LP	La CRE introdujo una metodología como parte de las regulaciones asimétricas que permitieron a PEMEX calcular los precios máximos de VPM de gas LP. La fórmula utilizada por PEMEX (y que monitorea la	CRE	B1, C2	Las VPM de gas LP pueden servir como precio de referencia que serviría a PEMEX y	La disposición es parte de la regulación asimétrica con la cual PEMEX operará hasta que los mercados se consideren competitivos. La CRE afirma que por ahora no todos los mercados son competitivos. El objetivo de la	La OCDE recomienda que la CRE publique informes periódicos (por ejemplo, anuales) sobre el estado de los mercados en los

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
20-12-2016	Resolución de la Comisión Reguladora de Energía que actualiza la periodicidad de las cotizaciones del precio del gas licuado de petróleo objeto de venta de primera mano a que se refiere la Directiva sobre la determinación del precio límite superior del gas licuado de petróleo objeto de venta de primera mano DIR-GLP-001-2008. RES/180/2017.						mercado, por lo que ningún incremento de los precios sería rentable. Así, ya no sería necesaria la regulación de los precios. PEMEX afirma que la regulación de los precios máximos hace que sea lento adaptarse a las nuevas situaciones del mercado, pues se ve obligada a buscar la aprobación de la CRE para cada nuevo punto de venta de VPM de gas LP antes de poder aplicarlo. PEMEX afirma que esto puede tardar varios meses a la CRE y por tanto se ve		condiciones del mercado, como afirma, entonces los precios máximos no obstaculizarán su actividad empresarial. Sin embargo, la CRE necesita reaccionar a las propuestas de precio máximo de PEMEX lo más rápido posible para permitir que PEMEX reaccione eficientemente a las condiciones del mercado. Si es necesario, se deben agregar nuevos recursos humanos dedicados a esta tarea dentro de la CRE.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
13	Resolución de la Comisión Reguladora de Energía que aprueba el modelo de comercialización de gas licuado de petróleo presentado por PEMEX Transformación Industrial. Resolución Núm. RES/1520/2017. 18-07-2017	Décima tercera cláusula	Regulación asimétrica/ Terminación de los contratos	De acuerdo con el párrafo tercero del artículo transitorio décimo tercero de la Ley de Hidrocarburos, las actividades de comercialización (tanto de gas natural como de gas LP) llevadas a cabo por PEMEX o sus subsidiarias y los servicios de comercio, tratamiento, almacenamiento y distribución están sujetos a una regulación asimétrica. En particular, los contratos de comercialización que las subsidiarias de PEMEX pueden firmar con los compradores deben aprobarse por la CRE. La resolución RES/1520/2017 de la CRE proporciona un modelo de contrato que PEMEX TRI puede firmar con los compradores para comercializar gas LP. La cláusula decimotercera de este modelo —que PEMEX afirma que debe incluir la CRE— establece que el contrato puede ser rescindido antes de la fecha oficial de vencimiento por cualquiera de las partes con previo aviso de al menos 30 días hábiles.	CRE	B3	impedido para hacer ofertas competitivas a tiempo. La cláusula obligatoria disminuye la capacidad de PEMEX para planificar en el largo plazo, pues los clientes pueden salir en el corto plazo. La cláusula coloca a PEMEX TRI en una situación de desventaja competitiva porque sus competidores con permisos comparables de CRE para comercializar gas LP pueden firmar contratos con compradores sin una cláusula de rescisión similar.	La disposición es parte de la regulación asimétrica en la cual PEMEX operará hasta que los mercados se consideren competitivos. La CRE afirma que por ahora no todos los mercados son competitivos. El objetivo de la disposición es ayudar a los clientes de PEMEX a migrar con otros proveedores si les proponen una mejor oferta. Hasta donde sabe la OCDE, la CRE no publica regularmente informes sobre el estado de los mercados en los que PEMEX está sujeta a una regulación asimétrica. La CRE afirma que es imposible emitir ningún criterio fijo (por ejemplo, un umbral de mercado por debajo del cual deba caer la participación de PEMEX) que lleve a que se levante la regulación asimétrica. En su lugar, dicen que es necesario realizar una evaluación caso por caso.	La OCDE recomienda que la CRE publique informes periódicos (por ejemplo, anuales) sobre el estado de los mercados en los que PEMEX está sujeta a una regulación asimétrica. En estos informes, la CRE debe explicar los criterios en los que se basa su evaluación para cada mercado y los cambios que aún son necesarios para que se elimine la regulación asimétrica. La OCDE apoya en general las regulaciones asimétricas para introducir condiciones competitivas en mercados antes dominados por un monopolio. Sin

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
									embargo, esto debe basarse en criterios claros y en datos verificables.
14	Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía aprueba y expide los términos y condiciones generales para las ventas de primera mano de gas natural. DOF: 19-02-2016	Capítulo I	VPM de gas natural/ Discriminación	Según esta disposición, las empresas implicadas en VPM de gas natural no deben llevar a cabo "prácticas discriminatorias indebidas". La OCDE tiene entendido que PEMEX es la única EPE involucrada en las VPM de gas natural. La Ley Federal de Competencia Económica tiene una disposición similar contra las ofertas discriminatorias anticompetitivas con precios o condiciones de venta diferentes para compradores o vendedores en condiciones equivalentes (es decir, Artículo 56, letra X).	CRE	A3	No está claramente definido lo que se entiende por "prácticas indebidamente discriminatorias" en el contexto de las VPM. Esta falta de claridad puede favorecer el comportamiento o discrecional de la CRE al determinar si una VPM entra en el concepto de prácticas indebidamente discriminatorias. Además, la disposición puede generar costos administrativos innecesarios.	Esta disposición permite a la CRE monitorear prácticas comerciales, como precios y descuentos discriminatorios, que podrían ser anticompetitivos, y forma parte de un esquema de coordinación entre la CRE y la COFECE. En particular, de acuerdo con el Artículo 81 de la Ley de Hidrocarburos, la CRE debe supervisar los mercados dentro de su regulación para evaluar su desempeño de acuerdo con la política energética pública. Además de emitir y modificar la regulación, la CRE puede informar a la SENER y a la COFECE los resultados de sus análisis. Si el monitoreo de mercado de la CRE detecta una práctica anticompetitiva, la regulación permite que la CRE dé aviso a la COFECE, que debe abrir una investigación al respecto.	Ninguna recomendación.
15	Directiva sobre la determinación del precio límite superior del gas licuado de	Punto 5.1	Regulación asimétrica/Mezcla del gas LP	La directiva DIR-GLP-001-2008 de la CRE establece una metodología para calcular los precios máximos de VPM de gas LP que pueden cobrar las subsidiarias de PEMEX. El punto 5.1 de esta directiva establece	CRE	B3	Según PEMEX, la rigidez de la mezcla de gas LP en esta directiva impide que	El objetivo de la directiva DIR-GLP-001-2008 es establecer una metodología para calcular los precios máximos que las subsidiarias de PEMEX pueden cobrar por VPM de	Ninguna recomendación. La directiva no impone una proporción fija de butano y propano para la mezcla de gas LP. Las

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
	petróleo objeto de venta de primera mano, DIR- GLP-001- 2008. DOF: 01-12- 2008			<p>que la composición del gas LP con que se calculan los precios máximos de VPM de gas LP es 90% propano y 10% butano. Según PEMEX Transformación Industrial (PEMEX TRI), subsidiaria de PEMEX, las VPM de gas LP que PEMEX produce consiste en 60% de propano y 40% de butano, mientras que el gas LP que venden los importadores consiste casi exclusivamente en propano. Como el butano es un producto más caro que el propano, la mezcla establecida en la DIR-GLP-001-2008 discriminaría a PEMEX TRI. Asimismo, PEMEX argumenta que la directiva dificultaría la diferenciación de la calidad en el mercado mayorista de gas LP al fijar la proporción de butano y propano.</p> <p>La NOM-016-CRE-2016 es una norma que trata las especificaciones de calidad del petróleo y el gas. El cuadro 13 de esa NOM establece que una mezcla de gas LP puede consistir en no menos de 60% de propano y no más de 40% de butano. La directiva permite a las subsidiarias de PEMEX producir cualquier mezcla de gas LP, incluyendo hasta 100% de propano, siempre y cuando cumpla con la NOM-016-CRE-2016.</p>			<p>PEMEX TRI cobre tarifas rentables de acuerdo con las diferentes mezclas que produce.</p> <p>Sería posible una mayor diferenciación de la calidad del gas LP si la directiva permitiera la elaboración de diferentes mezclas de propano y butano.</p> <p>Sin embargo, el reglamento en cuestión no limita a PEMEX en su venta de diferentes composiciones de propano y butano. Tampoco limita a PEMEX en el ajuste de la composición de su gas LP. La fórmula solo determina</p>	<p>gas LP con el fin de limitar la dominancia de PEMEX.</p> <p>La CRE afirma que un mayor porcentaje de butano no proporciona ventajas tangibles a los consumidores mexicanos. Además, los consumidores no pueden distinguir entre el tipo de mezclas que compran.</p>	<p>subsidiarias de PEMEX están autorizadas a producir y vender cualquier mezcla de gas LP en tanto cumpla con la NOM-016-CRE-2016.</p>

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
							cómo se calcula el precio máximo para esas composiciones y que no se toma en cuenta un porcentaje mayor de butano.		
16	Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los modelos de los títulos de permisos en materia de tratamiento y refinación de petróleo, así como de procesamiento de gas natural. DOF: 19-11-2015 Acuerdo por el que se modifica el diverso por el que se establecen las disposiciones administrativas	Decimoveno de los Términos y Condiciones del Anexo 2: Modelo de Permiso de Refinación de Petróleo .	Procesamiento de gas natural/ Discriminación contra extranjeros en la contratación (privada)	La SENER autoriza permisos para el procesamiento de gas natural. Los términos y condiciones del permiso estipulan que los titulares deben comprar bienes o contratar servicios mexicanos cuando los proveedores mexicanos y extranjeros ofrezcan "condiciones equivalentes", como precios, calidad y plazos de entrega similares. Este reglamento no contiene una definición de "condiciones equivalentes" ni explicaciones adicionales sobre la equivalencia de los precios, la calidad y la puntualidad de la entrega. Por tanto, no está claro cómo se determinan las "condiciones equivalentes", pues dos ofertas casi nunca serán idénticas en términos de precios, calidad y entrega.	SENER	A3	La disposición discrimina a los proveedores extranjeros de bienes y servicios que sirven a los titulares de permisos en el procesamiento de gas natural. Los proveedores extranjeros deben ofrecer mejores condiciones que sus equivalentes mexicanos para ser elegidos por los permisionarios. Esta disposición puede impedir	El objetivo más probable es apoyar a los proveedores mexicanos que comercien con los titulares de permisos. Varias otras jurisdicciones tienen este tipo de disposiciones para ayudar a la economía nacional.	La OCDE recomienda al gobierno mexicano suprimir la parte de la disposición relacionada con la preferencia por personal mexicano o bienes producidos nacionalmente en circunstancias iguales. Puede preverse un periodo de transición para dar a las empresas mexicanas tiempo de adaptarse a las nuevas condiciones del mercado. El gobierno mexicano debe considerar emitir directrices que aclaren cómo determinar cuándo las circunstancias son iguales, en cuyo caso deba aplicar la preferencia por

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
	s de carácter general que establecen los modelos de títulos de permisos en materia de tratamiento y refinación de petróleo, así como de procesamiento de gas natural. DOF: 29-01-2018						que las empresas privadas contraten al proveedor de su preferencia. No está claro lo que significa el término "condiciones equivalentes", pues queda ambiguo cuándo los titulares de permisos deben contratar a un proveedor mexicano en lugar de a uno extranjero.		productos y mano de obra nacionales.
17	Ley de Hidrocarburos . Última reforma: DOF, 15-11-2016 Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la	Artículos 81 y 82 Reglamento: Artículo 64	Transporte y almacenamiento de gas natural/ Falta de regulación	De conformidad con los artículos 81 y 82 de la Ley de Hidrocarburos, la CRE debe emitir, previa coordinación con la SENER, una metodología para la fijación de tarifas para los sistemas interconectados de almacenamiento y transporte por ductos. Según los participantes de la industria, no existe una regulación específica para las tarifas de los sistemas integrados. Las empresas que transportan	CRE	B1	La falta de una metodología específica que regule la fijación de tarifas dentro de los sistemas integrados crea inseguridad jurídica para los usuarios	La CRE ya trabaja en una metodología para fijar tarifas de sistemas integrados. Se esperaba que en 2018 se publicaran metodologías específicas para todas las actividades. (Véase p. 10 del <i>Plan de Trabajo de la CRE para 2017</i> , www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/197078/Programa_de_Trabajo_2017_CRE.pdf .) Sin embargo, parece que solo se publicará la	Establecer regulaciones específicas que proporcionen certidumbre a los usuarios de la capacidad de transporte de gas natural sobre los niveles de las tarifas de transporte. Las tarifas, así como su metodología, deben publicarse y ser de

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
	Ley de Hidrocarburos . DOF: 31-10-2014			gas natural requieren un permiso de la CRE. Estos permisos tienen un anexo llamado Términos y Condiciones para la Prestación de Servicios (TCPS) que establece las tarifas, derechos y obligaciones que los titulares de los permisos deben aplicar a sus usuarios. La CRE aprueba las tarifas máximas que los transportistas pueden cobrar según las modalidades de los servicios (por ejemplo, servicio de base firme o servicio interrumpible).			de la capacidad de transporte de gas natural, pues los titulares de permisos para transportar gas natural podrían en teoría fijar las tarifas a su discreción (siempre que estén por debajo de las tarifas máximas).	<p>metodología de distribución en 2018; las tarifas restantes se anunciaron para 2019 o 2020. Estas metodologías se establecerán mediante Disposiciones Administrativas de Carácter General (DACG).</p> <p>Comparación internacional En la UE, en principio, todos los usuarios de un sistema de transporte de gas tienen el mismo derecho de acceso. Los gestores de redes deben facilitar a los usuarios la información que necesiten para acceder eficientemente a la red y se abstendrán de establecer discriminaciones entre ellos. La Directiva sobre el gas de la UE de 2009 prevé el acceso regulado de terceros a las redes de transporte y distribución de gas. El acceso se basa en tarifas publicadas y las condiciones se aplican de forma objetiva y sin discriminación entre usuarios de la red o clases de usuarios de la red. Los Estados miembros deben asegurarse de que estas tarifas, o al menos las metodologías para su cálculo, las apruebe la autoridad reguladora</p>	fácil acceso.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
								nacional antes de su entrada en vigor.	
								Países Bajos	
								La Ley del Gas de los Países Bajos difiere entre las redes nacionales y regionales. La red nacional la trabajan dos operadores de sistemas de transmisión (<i>transmission system operators, TSO</i>) de propiedad estatal. Esta red está conectada a las instalaciones de producción y almacenamiento de gas y, posteriormente, a las redes regionales que a su vez suministran gas a los consumidores finales. La Ley de Gas prevé la separación de la propiedad de los gestores de redes independientes como la mejor manera de garantizar su independencia. Los operadores de redes son responsables del funcionamiento y la fiabilidad de la red. Las empresas de redes tienen que presentar regularmente planes de calidad al regulador, que contienen el nivel de fiabilidad que los operadores pretenden alcanzar y sus métodos para hacerlo. Los operadores de redes están obligados a proporcionar a terceros una conexión a la	

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
								<p>red y a llevar a cabo el transporte. El transporte de gas se basa en el principio del acceso de terceros, que debe facilitarse de manera no discriminatoria y transparente. El regulador de la energía aprueba las condiciones para el transporte de gas por los gestores de redes nacionales y regionales sobre la base de una propuesta presentada conjuntamente por los gestores de redes y de las observaciones de las organizaciones representativas de los usuarios de la red. Cada operador de red presentará al año una propuesta de tarifa individual. Corresponde entonces al regulador nacional de la energía tomar la decisión final. La tarifa de transporte puede variar para cada operador de red, ya que el regulador tiene en cuenta las circunstancias individuales de cada empresa, como ingresos, eficiencia y calidad.</p> <p>Alemania Al igual que en los Países Bajos, el acceso debe concederse a todas las personas en condiciones objetivamente justificadas y</p>	

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
								no discriminatorias. Las condiciones de acceso y las tarifas deben publicarse en línea anualmente. Las tarifas deben aprobarse <i>ex ante</i> por el regulador de la red.	
18	Convocatoria de Temporada Abierta 2016	Considerandos XX y XXI	Capacidad de transporte de gas natural/ Duración de los contratos	Una forma en que las empresas pueden obtener capacidad de transporte a través del sistema de ductos SISTRANGAS es con un permiso de transporte de la CRE y luego solicitarlo al CENAGAS, autoridad que asigna la capacidad. Los periodos durante los cuales las empresas pueden solicitar a CENAGAS capacidad en el SISTRANGAS se denominan "temporadas abiertas". La primera tuvo lugar del 1 de febrero de 2017 al 31 de enero de 2018. Las empresas tuvieron la posibilidad de renovar o reservar capacidades en un nuevo procedimiento que tuvo lugar de mayo a junio de 2018. Hasta septiembre de 2018, según la información de la OCDE, el CENAGAS no tiene planes para una nueva temporada abierta. Según el CENAGAS, no existen plazos para la asignación de capacidad, y las partes interesadas pueden presentar sus solicitudes durante el periodo que deseen.	CENAGAS	A4	Las empresas pueden contratar capacidad de transporte con el CENAGAS durante largos periodos, y es posible que puedan cerrar el mercado porque los recién llegados no podrían transportar su gas a través de los ductos del SISTRANGAS.	El objetivo es crear flexibilidad y seguridad mediante la concesión de facilidades a los usuarios que ya cumplieron los requisitos para contratar una determinada capacidad de transporte de gas natural. Según los participantes en el mercado, la exclusión de capacidades no ha sido un problema en el mercado mexicano. La CRE se opone firmemente a una duración máxima y señala que los terceros interesados tendrían varios medios para recibir capacidad de transporte (por ejemplo, solicitud directa a la empresa de transporte, mercado secundario).	Ninguna recomendación. La duración del contrato debe evaluarse caso por caso y depender de la capacidad de inversión y las necesidades específicas del proyecto. Según la OCDE, los contratos de CENAGAS no pueden durar más que el permiso inicial de la CRE para transportar gas natural (30 años). Asimismo, la capacidad no utilizada no puede retenerla el titular, ya que terceros pueden solicitar su liberación.
								Comparación Internacional En general, la UE aplica contratos de compra garantizada de largo plazo, que suelen oscilar entre 15 y 30 años entre productores y compradores de la UE, y cuya duración coincide con la duración de la inversión.	

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
19	Ley Federal de Derechos. Última reforma: DOF: 07-12-2016	Artículo 57	Transporte o almacenamiento de gas natural/ Barrera a la entrada	<p>Para transportar o almacenar gas natural, las empresas deben solicitar un permiso ante la CRE. Existe una tarifa relacionada con la evaluación de las solicitudes que las empresas deben pagar a la CRE aunque no se conceda el permiso. Los honorarios dependen del tipo de permiso de la siguiente manera: 1) transporte de uso propio para sociedades de autoservicio, MXN 399 032.64; 2) transporte de acceso abierto, MXN 656 406.06; 3) transporte de uso propio, MXN 325 248.64; 4) almacenamiento, MXN 4 408 146.92; y 5) almacenamiento de uso propio, MXN 171 563.78.</p> <p>Los titulares de permisos de transporte o almacenamiento de gas natural también deben pagar a la CRE una tarifa anual relacionada con la vigilancia de los permisos: 1) transporte de uso propio para sociedades de autoservicio, MXN 239 620.21; 2) transporte de acceso abierto, MXN 471 097.31; 3) transporte de uso propio, MXN 185 092.25; 4) almacenamiento, MXN 631 852.39; 5) almacenamiento de uso propio, MXN 120 254.67.</p> <p>Si se modifica el título de un permiso y se requiere un análisis técnico, legal o financiero de la CRE o de cualquier otra</p>	CRE	A2, A4	La CRE utiliza las tarifas de vigilancia, así como las de modificación de permisos, para recaudar ingresos y financiarse. Según los participantes en el mercado, las tarifas de vigilancia no se cobran por el trabajo real realizado por la CRE, sino que son de naturaleza recaudatoria.	Las tarifas de vigilancia tienen por objeto financiar la CRE dotándola de un ingreso estable. También proporcionan a la CRE un alto grado de independencia presupuestaria y autonomía respecto del gobierno. De acuerdo con el Artículo 29 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, para financiar su presupuesto total, la CRE y la CNH pueden acceder a todos los ingresos derivados de los derechos y aprovechamientos derivados de la emisión y gestión de permisos, autorizaciones, cesiones y contratos, así como de las actividades y procedimientos que se ajusten a sus atribuciones. Según la CRE, los niveles de estos derechos y cuotas debe aprobarlos la SHCP de acuerdo con una metodología que la SHCP aplica a toda la administración pública federal.	Ninguna recomendación. El pago de las tarifas anuales de vigilancia no discrimina a los competidores y parece ser neutral respecto de la competencia, ya que las pagan todos los titulares de permisos. Asegurar un ingreso estable y financiar la CRE es un objetivo legítimo.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
				<p>autoridad del gobierno federal, la compañía debe pagar una cuota de 50% de la tarifa original.</p> <p>Por último, la CRE reevalúa los títulos de los permisos cada cinco años. Si después de una evaluación la CRE modifica un título de permiso, el titular del permiso debe pagar a la CRE MXN 439 968.66.</p>					
20	Ley Federal de Derechos. Última reforma: DOF, 07-12-2016	Artículo 58	Transporte de gas LP por ductos/ Barrera a la entrada	<p>Para transportar gas LP por ductos, transportar gas LP para autoconsumo o almacenar gas LP en plantas, las empresas deben solicitar un permiso a la CRE. Existe una tarifa relacionada con la evaluación de las solicitudes que las empresas deben pagar a la CRE aunque no se conceda el permiso. Las tarifas varían según el tipo de permiso de la siguiente manera: 1) transporte a través de tuberías, MXN 645 510.97; 2) transporte a través de tuberías para autoconsumo, MXN 243 937.76; 3) almacenamiento en plantas, MXN 645 510.97.</p> <p>Cada año, los titulares de permisos para distribuir por ductos, transportar o almacenar gas LP deben pagar una tarifa relacionada con la vigilancia de permisos: 1) transporte por ductos, MXN 471 097.31; 2) transporte por ductos para autoconsumo, MXN 185 092.25;</p>	CRE	A2, A4	La CRE utiliza las tarifas de vigilancia, así como las de modificación de permisos, para recaudar ingresos y financiarse. Según los participantes en el mercado, las tarifas de vigilancia no se cobran por el trabajo real realizado por la CRE, sino que son de naturaleza recaudatoria.	Las tarifas de vigilancia tienen por objeto financiar la CRE dotándola de un ingreso estable. También proporcionan a la CRE un alto grado de independencia presupuestaria y autonomía respecto del gobierno. De acuerdo con el Artículo 29 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, para financiar su presupuesto total, la CRE y la CNH pueden acceder a todos los ingresos derivados de los derechos y aprovechamientos derivados de la emisión y gestión de permisos, autorizaciones, cesiones y contratos, así como de las actividades y procedimientos que se ajusten a sus atribuciones. Según la CRE, los niveles de estos derechos y cuotas debe aprobarlos la SHCP de acuerdo con una	Ninguna recomendación. El pago de las tarifas anuales de vigilancia no discrimina a los competidores y parece ser neutral respecto de la competencia, ya que las pagan todos los titulares de permisos. Asegurar un ingreso estable y financiar la CRE es un objetivo legítimo.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
				3) almacenamiento en plantas, MXN 631 830.61. Si se modifica un título de permiso, las compañías deben pagar tarifas que ascienden a 50% de la tarifa original siempre que se requiera un análisis técnico, legal o financiero de la CRE o de cualquier otra autoridad del gobierno federal.				metodología que la SHCP aplica a toda la administración pública federal.	
21	Falta de pago uniforme de transporte de gas natural a través del territorio mexicano.	N/A	Transporte de gas natural/ Zonas tarifarias	El SISTRANGAS se extiende por 21 estados mexicanos y cuenta con 10 068 kilómetros de ductos, divididos en seis zonas tarifarias: Centro, Golfo, Istmo, Norte, Oeste y Sur. Debido a esta división en zonas tarifarias, las empresas que desean transportar gas natural a través de varias zonas frecuentemente tienen que hacer varios pagos acumulativos. Por ejemplo, para transportar gas natural de Estados Unidos a la Ciudad de México es necesario hacer un pago tanto a las zonas del Golfo como a las del Centro. También pueden ser necesarios pagos adicionales por la utilización de ductos de transporte que no pertenezcan a SISTRANGAS. La resolución RES/1645/2018 de la CRE, emitida el 30 de julio de 2018 y que entrará en vigor el 1 de octubre de 2018, aprobó nuevas zonas tarifarias de	CENAGAS	A5	La división del territorio mexicano en seis zonas tarifarias requiere una serie de pagos separados para transportar gas natural a través del país. Esto puede dificultar el comercio interestatal.	El CENAGAS calcula las tarifas de transporte de acuerdo con la distancia sobre la cual se transporta el gas. Los participantes del mercado no se han quejado de las zonas tarifarias. Comparación Internacional En la UE, un sistema unificado dentro de los países miembros significa que las empresas que desean transportar gas a través de un país solo tienen que hacer un pago. Además, la Directiva Europea del Gas de 2009 impone a todos los gestores de redes de transporte (<i>transmission system operators, TSO</i>) la obligación de cooperar a través de la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Gas (<i>European Network of Transmission System Operators for Gas,</i>	Ninguna recomendación. Otro método para calcular las tarifas sería basarlas en la distancia. Sin embargo, la situación actual no limita la competencia ni discrimina entre los participantes. En general, los participantes en el mercado no se han quejado.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
				distribución propuestas por el CENAGAS. A partir de esa fecha, habrá nueve zonas tarifarias.				ENTSOG). Cada dos años, la ENTSOG elabora los códigos de red y adapta el plan decenal de desarrollo de la red existente en toda la comunidad, así como la aplicación de herramientas comunes de explotación de la red para garantizar la coordinación del funcionamiento de la red en condiciones normales y de emergencia.	
22	NOM-027-SESH-2010, Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos . DOF: 07-04-2010	Capítulo 13	Falta de concordancia de estándares	<p>La NOM-027-SESH-2010 establece los requisitos que se deben cumplir para la administración de los ductos para el transporte de hidrocarburos y sus derivados.</p> <p>Esta norma indica textualmente que no concuerda con ninguna norma mexicana o internacional.</p>	SENER por medio de ASEA	A5	<p>Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado mexicano, así como el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores pueden tener que aplicar normas diferentes en México y en el extranjero, lo que generaría costos adicionales. Aunque en la práctica las</p>	<p>En México, falta de concordancia de las NOM debe declararse de conformidad con el Artículo 41, fracción VI, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, establece que las NOM deben contener el grado de conformidad con las normas y criterios internacionales.</p> <p>De acuerdo con el Programa Nacional de Normalización para 2018, esta norma se modificará en 2018 después de una consulta pública en el Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-009-ASEA-2017, que se espera concluya en diciembre de 2018.</p>	<p>Actualizar la NOM para que en la medida de lo posible esté en concordancia con normas internacionales. Algunas prácticas actuales pueden ya estar alineadas con normas internacionales, lo que facilitaría la transición. La NOM también debe señalar los casos en que no existan normas internacionales o mejores prácticas.</p>

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
							normas mexicanas se hubieran adaptado (en parte) a las normas internacionales, de no actualizarse el texto legal de las NOM podría existir confusión entre los participantes en el mercado.		
23	NOM-117-SEMARNAT-2006, que establece las especificaciones de protección ambiental durante la instalación, mantenimiento mayor y abandono, de sistemas de conducción de hidrocarburos y petroquímicos en estado líquido y gaseoso por ducto, que se realicen en	Capítulo 6	Falta de concordancia de estándares	La NOM-117-SEMARNAT-2006 establece las especificaciones de protección al ambiente para la instalación, mantenimiento mayor y abandono de los sistemas para la conducción de hidrocarburos y petroquímicos en estado líquido y gaseoso que se realicen en derechos de vía existentes, ubicados en zonas agrícolas, ganaderas y eriales. Esta norma indica textualmente que no concuerda con normas internacionales. También establece que no había referencia internacional cuando se elaboró.	SEMARNAT por medio de ASEA	A5	Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado mexicano, así como el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar normas diferentes en México y en el extranjero, lo que generaría costos adicionales.	En México, la falta de concordancia de las NOM debe declararse de conformidad con el Artículo 41, fracción VI de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que las NOM deben contener el grado de conformidad con las normas y criterios internacionales. De acuerdo con el Programa Nacional de Normalización para 2018, esta norma se modificará en 2018 después de una consulta pública en el Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-018-ASEA-2016, que se espera concluya en diciembre de 2018.	Actualizar la NOM para que en la medida de lo posible esté en concordancia con normas internacionales. Algunas prácticas actuales pueden ya estar alineadas con normas internacionales, lo que facilitaría la transición. La NOM también debe señalar los casos en que no existen normas internacionales o mejores prácticas.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
	derechos de vía existentes, ubicados en zonas agrícolas, ganaderas y eriales. DOF: 29-10-2009						Aunque en la práctica las normas mexicanas se hubieran adaptado (en parte) a las normas internacionales, de no actualizarse el texto legal de las NOM podría existir confusión entre los participantes en el mercado.		
24	NOM-007-ASEA-2016, Transporte de gas natural, etano y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos. DOF: 05-03-2018	Capítulo 14	Falta de concordancia de estándares	La NOM-007-ASEA-2016 establece los requisitos y especificaciones técnicas mínimos de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente que deben cumplir las empresas reguladas en el diseño, construcción, pre-arranque, operación, mantenimiento, cierre y desmantelamiento de los sistemas de transporte de gas natural, etano y gas natural asociado al carbón mineral por medio de ductos. Esta norma indica textualmente que no concuerda con normas nacionales o internacionales.	ASEA	A5	Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado mexicano, así como el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar normas diferentes en México y en el extranjero, lo	En México, la falta de concordancia de las NOM debe declararse de conformidad con el Artículo 41, fracción VI, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que las NOM deben contener el grado de conformidad con las normas y criterios internacionales. De acuerdo con el Programa Nacional de Normalización para 2018, esta norma se modificará en 2018 después de una consulta pública en el Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-007-ASEA-2016, que se espera	Actualizar la NOM para que en la medida de lo posible esté en concordancia con normas internacionales. Algunas prácticas actuales pueden ya estar alineadas con normas internacionales, lo que facilitaría la transición. La NOM también debería señalar los casos en que no existan normas internacionales o mejores prácticas.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
							que generaría costos adicionales. Aunque en la práctica las normas mexicanas se hubieran adaptado (en parte) a las normas internacionales, de no actualizarse el texto legal de las NOM podría existir confusión entre los participantes en el mercado.	concluya en diciembre de 2018. Según la ASEA, la NOM tiene en cuenta varias normas internacionales pero no las adoptó todas porque no existen equivalencias técnicas, legales y económicas internacionales aplicables.	
25	NOM-010-ASEA-2016, Gas Natural Comprimido (GNC). Requisitos mínimos de seguridad para Terminales de Carga y Terminales de Descarga de Módulos de almacenamiento transportables y	Capítulo 10	Falta de concordancia de estándares	La NOM-010-ASEA-2016 establece los requisitos y especificaciones para el diseño, construcción, operación, mantenimiento, cierre y desmantelamiento de las terminales de carga y descarga de gas natural comprimido en módulos de almacenamiento transportables, así como de las estaciones de suministro de gas natural comprimido para vehículos. Esta norma indica textualmente que no concuerda con normas internacionales.	ASEA	A5	Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado mexicano, así como el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar normas diferentes en	En México, la falta de concordancia de las NOM debe declararse de conformidad con el Artículo 41, fracción VI, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que las NOM deben contener el grado de conformidad con las normas y criterios internacionales. Según la ASEA, la NOM tiene en cuenta varias normas internacionales pero no las adoptó todas debido porque no existen equivalencias técnicas, legales y económicas	Actualizar la NOM para que en la medida de lo posible esté en concordancia con normas internacionales. Algunas prácticas actuales pueden ya estar alineadas con normas internacionales, lo que facilitaría la transición. La NOM también debería señalar los casos en que no existan normas internacionales o

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
	Estaciones de Suministro de vehículos automotores. DOF: 23-08-2017						México y en el extranjero, lo que generaría costos adicionales. Aunque en la práctica las normas mexicanas se hubieran adaptado (en parte) a las normas internacionales, de no actualizarse el texto legal de las NOM podría existir confusión entre los participantes en el mercado.	internacionales aplicables.	mejores prácticas.
26	NOM-015-SECRE-2013, Diseño, construcción, seguridad, operación y mantenimiento de sistemas de almacenamiento de gas licuado de petróleo mediante planta de depósito o	Artículo 10	Falta de concordancia de estándares	La NOM-015-SECRE-2013 establece las características y/o especificaciones, criterios y procedimientos mínimos que se deben observar en el diseño, construcción, seguridad, operación y mantenimiento de los sistemas de almacenamiento de gas LP. Esta norma indica textualmente que no tiene concordancia con normas internacionales.	ASEA	A5	Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado mexicano, así como el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener	No parece haber un objetivo detrás de la falta de armonización de esta NOM. En México, la falta de concordancia de las NOM debe declararse de conformidad con el Artículo 41, fracción VI, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que las NOM deben contener el grado de conformidad con las normas y criterios internacionales. De acuerdo con el Programa	Actualizar la NOM para que en la medida de lo posible esté en concordancia con normas internacionales. Algunas prácticas actuales pueden ya estar alineadas con normas internacionales, lo que facilitaría la transición. La NOM también debería señalar los casos en

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
	planta de suministro que se encuentran directamente vinculados a los sistemas de transporte o distribución por ducto de gas licuado de petróleo, o que forman parte integral de las terminales terrestres o marítimas de importación de dicho producto. DOF: 12-12-2013						que aplicar normas diferentes en México y en el extranjero, lo que generaría costos adicionales. Aunque en la práctica las normas mexicanas se hubieran adaptado (en parte) a las normas internacionales, de no actualizarse el texto legal de las NOM podría existir confusión entre los participantes en el mercado.	Nacional de Normalización para 2018, esta norma se modificará en 2018 tras una consulta pública en el Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-007-ASEA-2016, que se espera concluya en diciembre de 2018.	que no existan normas internacionales o mejores prácticas.

Restricciones aguas debajo de gas

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
1	Autorización municipal para usar la tierra para construir plantas de distribución de gas LP.	-	Distribución de gas LP/ Uso de la tierra	<p>Las compañías que deseen distribuir gas LP por plantas de distribución deben solicitar un permiso de la CRE y obtener el uso de suelo correspondiente de las autoridades municipales. De acuerdo con el Artículo 115, fracción V, inciso d), de la Constitución de México, los municipios tienen la facultad de autorizar, controlar y supervisar el uso de la tierra dentro de su competencia.</p> <p>La legislación municipal sobre el uso del suelo difiere significativamente de un municipio a otro. Mientras que en algunas zonas no es un problema, en otras los operadores de gas LP tienen dificultades para acceder a terrenos para las plantas de distribución de gas LP.</p>	CRE	A2	Existe incertidumbre sobre si las empresas con permiso de la CRE para distribuir gas LP mediante plantas obtendrán un permiso municipal de uso de suelo y podrán así llevar a cabo su actividad comercial.	Probablemente el objetivo es permitir a los gobiernos municipales llevar a cabo la planificación urbana, así como elaborar planes de desarrollo municipal. Este derecho de los municipios está garantizado por el Artículo 115 de la Constitución Mexicana.	<p>Crear un área dentro de una dependencia federal para facilitar la actividad de las empresas de gas LP en el nivel municipal y dotarla de suficientes recursos humanos y financieros.</p> <p>Esta área trabajaría dentro de los límites del Artículo 115 de la Constitución Mexicana y respetaría la autonomía municipal en la autorización del uso del suelo.</p> <p>Sus facultades pueden incluir:</p> <ul style="list-style-type: none"> • ofrecer modelos de solicitudes de permiso a autoridades municipales; • firmar convenios de colaboración con autoridades municipales o estatales; • asesorar a los interesados sobre la mejor manera de tratar con las autoridades municipales;

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
									<ul style="list-style-type: none"> • publicar un reporte anual que describa la situación de las compañías de gas natural a nivel local; • organizar talleres con autoridades municipales; y • actuar como <i>amicus curiae</i> frente a tribunales cuando se hayan negado permisos indebidamente (Algunas de estas tareas pueden estar ya a cargo de la CRE u otra dependencia federal.) <p>Para las plantas de distribución de gas LP, esta área podría ofrecer modelos de solicitudes de permisos de uso de la tierra y celebrar talleres de capacitación.</p>
2	Reglamento de las actividades a que se refiere el título tercero de la Ley de Hidrocarburos. DOF: 31-10-2014	Reglamento: Artículo 2, fracción III; y 41 NOM-002-SESH-2009: General	Permisos/ Canales alternativos para la venta de gas LP	Los minoristas tienen dificultades para vender cilindros de gas LP, a menudo debido a las complicaciones para obtener permisos municipales. Actualmente, los cilindros de gas LP en México se venden sobre todo por distribuidores. Muy pocos minoristas, como supermercados o estaciones	CRE	A2	El permiso federal no parece obstaculizar la entrada en el mercado de los minoristas. Sin embargo, la falta de criterios claros para la concesión de permisos municipales parece dificultar la venta de cilindros portátiles en tiendas minoristas y estaciones de servicio.	Es muy probable que los permisos municipales tengan por objeto garantizar que las instalaciones de almacenamiento al menudeo que venden cilindros de gas LP sean seguras. De acuerdo con los incisos d) y f) de la fracción V del Artículo 115 de la Constitución Política de los Estados Unidos	<p>Crear un área dentro de una dependencia federal para facilitar la actividad de las empresas de gas LP en el nivel municipal y dotar a esa área de suficientes recursos humanos y financieros.</p> <p>En el caso de las bodegas de expendio, el área también puede</p>

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
	NOM-002-SESH-2009, Bodegas de distribución de Gas L.P. Diseño, construcción, operación y condiciones de seguridad. DOF: 20-05-2009			<p>de servicio, venden en el mercado cilindros de gas LP a los consumidores finales desde sus instalaciones.</p> <p>La regulación mexicana permite la venta de cilindros portátiles en estaciones de servicio y tiendas minoristas como una alternativa a los distribuidores tradicionales que venden gas LP en autotanques y camiones de reparto. Los cilindros portátiles son cilindros con un peso total (es decir, el peso del cilindro más el peso del gas LP) inferior a 25 kg, con menos de 10 kg de gas LP.</p> <p>Para vender cilindros portátiles en estaciones de servicio y tiendas minoristas, las empresas necesitan tanto un permiso federal de la CRE como permisos municipales de las autoridades locales. El permiso federal de la CRE se conoce como "Expendio al público de GLP mediante bodegas de expendio". Además, las tiendas minoristas deben cumplir con varios criterios de seguridad contenidos en la NOM-002-</p>			<p>La falta de proveedores adicionales, en especial tiendas minoristas y gasolineras, priva a los consumidores de una mayor diversidad y mejores precios.</p> <p>Según el informe 2018 de la COFECE <i>La Transición a Mercados Competidos de Energía: GLP</i> (p. 55), la entrada de un competidor adicional en los mercados regionales de gas LP podría ejercer una presión competitiva adicional sobre los distribuidores tradicionales y dar lugar a una reducción significativa de los precios (hasta 6.56% para las regiones en las que solo hay un distribuidor presente).</p>	<p>Mexicanos, los municipios tienen la facultad de autorizar, controlar y supervisar el uso de la tierra, dentro de su competencia, así como de emitir licencias de construcción.</p> <p>Desde 2008, un pequeño número de tiendas minoristas y estaciones de servicio comenzaron a vender cilindros. Sin embargo, hasta diciembre de 2016, el precio del gas LP a los consumidores finales estaba regulado a nivel federal y, según los participantes en el mercado, los márgenes no eran suficientes para atraer a nuevos participantes.</p> <p>La CRE no es responsable de los permisos municipales. Sin embargo, su Dirección General Adjunta de Vinculación con Municipios y Organismos Empresariales y la Dirección General Adjunta de Vinculación con Estados están en contacto con las autoridades estatales y municipales.</p>	<p>ofrecer modelos de solicitudes de permisos a los municipios. Si la recomendación de la OCDE de aumentar el número de distribuidores de gas LP (especialmente supermercados y gasolineras) se aplica plenamente, y por tanto más supermercados y grandes gasolineras venden cilindros portátiles, el beneficio para los consumidores se estima entre MXN 787.1 y 1 338.8 millones. Este cálculo se explica en detalle en el Anexo 2.A.</p>

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones	
				<p>SESH-2009. Por último, los permisos municipales suelen ser necesarios para la construcción o renovación de instalaciones.</p> <p>Según los participantes del mercado, los requisitos del permiso federal de la CRE son claros, y esta entidad proporciona orientación oportuna a los solicitantes potenciales. Los permisos municipales, sin embargo, son a menudo difíciles de obtener, pues los requisitos varían según las autoridades municipales y deben obtenerse por cada establecimiento (es decir, individualmente para cada tienda o estación de servicio).</p> <p>Según la página web de la CRE en la que se enumeran todos los permisos vigentes para actividades relacionadas con el gas LP (http://organodegobierno.cre.gob.mx/permisosglp.aspx), al 26 de agosto de 2018 solo existían 13 permisos para vender al público gas LP mediante bodegas de expendio.</p>						

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
3	Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos. DOF: 31-10-2014	Artículo 11	Permisos de gas LP/ Carga administrativa	<p>Las siguientes actividades relacionadas con el gas LP requieren un permiso: tratamiento y refinación de petróleo; importación de gas LP; transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y venta al público. Los requisitos para estos permisos están establecidos en los artículos 50 y 51 de la Ley de Hidrocarburos.</p> <p>Los formatos de la CRE para la solicitud de estos permisos de gas LP pueden consultarse en: www.gob.mx/cre/articulos/formatos-de-solicitudes-de-permiso-en-materia-de-gas-licuado-de-petroleo. Todos estos permisos, a excepción de los de la SENER para importar gas LP, pueden concederse hasta por 30 años y prorrogarse una vez hasta la mitad de su duración original. En total, cada permiso de la CRE puede ser válido por un total de hasta 45 años.</p> <p>Según la CRE, el mismo tipo de permisos se conceden por la misma duración a todos los solicitantes de</p>	SENER, CRE	A2, B4	<p>Ninguno de estos permisos otorga derechos exclusivos ni excluye del mercado a otros participantes junto con el solicitante. Sin embargo, la duración de los permisos podría plantear un problema de competencia, pues, debido a la falta de lineamientos, las autoridades podrían discriminar teóricamente entre solicitantes, dentro de una actividad determinada, concediendo permisos con duraciones diferentes a distintos solicitantes. Un competidor que tenga que renovar un permiso con una duración más corta tendría que soportar costos adicionales en comparación con un competidor que posea un permiso con una duración más larga. Sin embargo, parece que en la práctica no se ha producido ninguna discriminación entre competidores.</p>	<p>El objetivo es garantizar que los titulares de permisos cumplan todos los requisitos necesarios para llevar a cabo correctamente las actividades en cuestión. La duración de cada permiso debe depender de cuándo parece razonable reevaluar si se siguen cumpliendo todos los requisitos.</p>	<p>Para dar más transparencia a los participantes en el mercado, la CRE debe emitir lineamientos para determinar la duración de los permisos relacionados con el gas LP en función de la actividad específica.</p>

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
				permisos y no se produce discriminación alguna. Sin embargo, como no existen lineamientos, teóricamente sería posible que la CRE y la SENER otorgaran permisos con diferentes duraciones a diferentes solicitantes para la misma actividad.					
4	Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos. DOF: 31-10-2014 Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen las especificaciones de los requisitos a que se refieren los artículos 50 y	Reglamento: Artículo 45	Permisos/Barrera a la entrada	El transporte, almacenamiento, distribución y expendio al público de gas LP requieren un permiso de la CRE (entre otros permisos). Para obtener uno, las empresas interesadas deben completar una solicitud que demuestre que cumplen con las condiciones de los artículos 50 y 51 de la Ley de Hidrocarburos. Estos requisitos incluyen la contratación de un seguro, y proveer las especificaciones técnicas de los proyectos y la inversión requerida. Los requisitos más detallados para la concesión de permisos específicos se establecen en las Disposiciones Administrativas de Carácter General (DACG) correspondientes. En el caso de las solicitudes para los permisos de almacenamiento, transporte,	CRE	A2	La entrada de nuevos participantes en el mercado podría retrasarse, especialmente si, como afirman algunos participantes en el mercado, la CRE tarda demasiado en expedir los permisos y prorroga los plazos oficiales. Los participantes quedan fuera del mercado hasta que obtengan un permiso de la CRE. Es difícil evaluar la veracidad de esta afirmación, además, la CRE la niega. Sin embargo, la CRE no publica información sobre el porcentaje de solicitudes no resueltas dentro del plazo establecido.	Asegurar que las solicitudes de permisos estén completas para que la CRE pueda tomar sus decisiones con base en todos los hechos relevantes. La CRE ha estado trabajando en la reducción de sus plazos para analizar las solicitudes de permisos de gas natural y gas LP.	La CRE debe publicar un informe anual con estadísticas sobre el tiempo promedio que tarda en expedir los diferentes permisos, así como la frecuencia con la que se requiere información adicional. Además, se deben justificar los casos en que la CRE no cumple con sus propios plazos. La OCDE insta a la CRE a que siga con sus esfuerzos para reducir el plazo de expedición de permisos.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
	51 de la Ley de Hidrocarburos, los formatos de solicitudes de permiso y los modelos de los títulos de permisos para realizar las actividades de almacenamiento, transporte, distribución y expendio al público de gas licuado de petróleo. DOF: 15-12-2015			distribución y expendio al público de gas LP, los requisitos se publicaron mediante DACG en el DOF el 15 de diciembre de 2015.					
	Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía por el que se modifican los plazos de resolución de diversos trámites relativos a las actividades reguladas. DOF: 18-06-2018			La CRE tiene 90 días hábiles después de recibir una solicitud para decidir si concede o rechaza un permiso. Durante los primeros 30 días hábiles, la CRE puede notificar al solicitante que su solicitud está incompleta y éste podrá corregir cualquier omisión o deficiencia en la información o documentación inicialmente proporcionada. En ese caso, el plazo para dictar la resolución queda suspendido y se reanuda el día hábil siguiente a la presentación de la información que falta por parte del solicitante.					
				Los participantes en el mercado de distribución de gas LP afirman que la CRE suele notificar a los solicitantes que sus solicitudes están incompletas incluso cuando (al menos, según los participantes en el mercado) no lo están. Se afirma que la solicitud de información adicional se					

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
				<p>utiliza como pretexto para prolongar el tiempo de trabajo de la CRE. En la práctica, según los participantes en el mercado, se sabe que la CRE ha ampliado el tiempo necesario para expedir un permiso a un máximo de 300 días. La CRE refuta esta acusación y afirma que nunca pide información adicional si no se requiere. También afirma que casi nunca supera los 90 días para expedir un permiso y que el tiempo medio que se tarda en expedir permisos relacionados con el gas LP es de 59 días laborables. Su capacidad para responder a las aplicaciones depende de sus recursos humanos. La CRE no proporcionó información sobre la frecuencia con la que no expide permisos dentro del plazo requerido.</p>					
				<p>La CRE destaca que, mediante los acuerdos DOF A/082/2017 y A/021/2018 se redujo de 90 a 78 días hábiles el tiempo de análisis de determinados permisos relacionados con el gas LP para los siguientes permisos: 1) comercialización de gas LP</p>					

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
				y propano; 2) distribución de gas LP mediante planta de distribución; 3) expendio al público de gas LP mediante estaciones de servicio de consumo propio; 4) expendio al público de gas LP mediante bodegas de expendio; 5) expendio al público de gas LP mediante estaciones de servicio con fin específico; 6) transporte de gas LP a través de medios de transporte distintos de ductos, y 7) venta de gas LP por medio de auto-tanques.					
5	Trámite CRE-18-002-A Aumento o disminución de parque vehicular	---	Autorización/ Barrera a la entrada	Si una empresa titular de un permiso de la CRE para distribuir gas LP mediante plantas decide adquirir vehículos nuevos (es decir, auto-tanques o camiones), tiene que presentar una solicitud a la CRE para actualizar el título del permiso (emitido como autorización). Este proceso está identificado con la homoclave CRE-18-002-A (véase http://187.191.71.208/BuscadorTramites/fichasnew/CRE-18-002-A.pdf). El nombre oficial es "actualización de permiso en materia de gas LP", aunque también se conoce como "aumento o	CRE	A2	Las empresas que tienen permisos para distribuir gas LP por medio de plantas no pueden utilizar inmediatamente los vehículos recién adquiridos (auto-tanques y camiones). Según los participantes del mercado, en la práctica, los solicitantes no suelen esperar a recibir la autorización y utilizan los vehículos nuevos directamente después de comprarlos, lo que supone una infracción de la disposición.	Garantizar que los nuevos vehículos (es decir, auto-tanques y camiones) adquiridos por los distribuidores de gas LP sean adecuados para llevar a cabo su actividad. La CRE argumenta que la simple notificación de la adquisición de nuevos vehículos iría en contra del Artículo 51, fracción I, de la Ley de Hidrocarburos, que establece que el otorgamiento de permisos de la CRE está sujeto a que los solicitantes demuestren que el diseño de las instalaciones o equipos cumple con la legislación	La OCDE recomienda que las empresas titulares de permisos para distribuir gas LP a través de plantas solo tengan que notificar a la CRE la adquisición de nuevos vehículos. Como parte de esa notificación, las empresas deben confirmar que cumplen con la NOM-007-SESH-2010, así como proporcionar la póliza de seguro del vehículo.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones	
				<p>disminución de parque vehicular". Las compañías no tienen permitido usar nuevos vehículos antes de que la CRE actualice su permiso. Una vez que se emite la autorización, la CRE registra los vehículos nuevos.</p> <p>Para autorizar la actualización de los permisos, la CRE solicita a los titulares de los permisos que presenten una póliza de seguro de daños para los vehículos y un dictamen técnico que demuestre el cumplimiento de la NOM-007-SESH-2010, Vehículos para el transporte y distribución de Gas L.P.- Condiciones de seguridad, operación y mantenimiento (esta NOM se modificará, y el proyecto de modificación se conoce como ANTE-PROY-NOM-022-ASEA-2018).</p> <p>El tiempo máximo de la CRE para emitir una autorización actualizada de un título de permiso es de 90 días hábiles. La CRE decidió hace poco reducirlo a 80 días naturales mediante el</p>					<p>vigente, así como con las mejores prácticas. Sin embargo, la OCDE considera que no infringiría el artículo si sólo se exigiera la notificación de los vehículos adquiridos recientemente. Las empresas tendrían que seguir cumpliendo todos los requisitos legales y la CRE podría confirmar el cumplimiento de los controles por muestreo.</p>	

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
				acuerdo A/021/2018 publicado en el DOF el 18 de junio de 2018. Además, la CRE afirma que trabaja en una plataforma electrónica que debe simplificar el procedimiento y reducir hasta en dos tercios el tiempo actual necesario para expedir una autorización.					
6	Falta de regulación sobre el intercambio de cilindros entre distribuidores de gas LP.	--	Distribución de gas LP/ Falta de regulación	En México, actualmente existen dos tipos de cilindros de gas LP: 1) los cilindros marcados por los distribuidores de gas LP y 2) los cilindros genéricos. Los cilindros marcados solo pueden llenarlos el distribuidor que los marcó, mientras que los cilindros genéricos puede llenarlos cualquier distribuidor de gas LP. Los cilindros marcados pueden intercambiarse entre los distribuidores (p. ej., un distribuidor A podría entregar un nuevo cilindro marcado a un cliente y a cambio aceptar un cilindro (vacío) del distribuidor B). Sin embargo, no existe regulación que determine los términos del intercambio de cilindros entre distribuidores de gas LP. En la práctica, son los distribuidores quienes deciden si aceptan o no los	SENER	D2	La falta de regulación del intercambio de cilindros entre distribuidores podría propiciar el efecto cerrojo (<i>lock-in</i>) en los consumidores. Por ejemplo, un cliente que compró un cilindro al distribuidor A puede tener dificultades para cambiar el cilindro vacío si ningún otro distribuidor que no sea A acepta el cilindro para el cambio. Por tanto, es más probable que el cliente compre nuevamente gas del distribuidor A para evitar pagar varios depósitos.	Las autoridades en México no han decidido qué modelo seguir. Actualmente la CRE elabora una nueva regulación en la materia. De hecho, en el <i>Programa de Trabajo 2017</i> de la CRE, página 20, (https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/197078/Programa_de_Trabajo_2017_CRE.pdf) se menciona que la CRE diseñará una regulación para el intercambio de cilindros entre distribuidores de gas LP. Dicha regulación conllevará una definición del marco regulatorio para identificar los cilindros de gas LP. Un objetivo de esa regulación es hacer responsables a los participantes de la industria de gas LP de accidentes,	Además, la OCDE sugiere que se emitan normas que regulen el tema: - intercambio de cilindros de marca; - depósitos estandarizados para el intercambio; - creación de centros de intercambio de cilindros; - obligar a los distribuidores de cilindros de marca a aceptar los cilindros de marca de los competidores e - impedir que los distribuidores de cilindros de marca retengan los cilindros de la competencia. La OCDE no hace ninguna recomendación, en un sentido o en otro, respecto de la cuestión de preferir un sistema de

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
				<p>cilindros de los competidores.</p> <p>El Artículo 4.2.4.2 de la Directiva de la SENER DIR-DGGLP-001-2011, para la prestación de servicios de Distribución a Usuarios Finales y de Supresión de Fugas de Gas L.P. solo establece que si un cliente tiene un cilindro vacío de un distribuidor de la marca A y ahora quiere comprar un cilindro de un distribuidor de la marca B puede solicitar a un camión de reparto de un distribuidor de la marca B que tome el cilindro de la marca A. Si el distribuidor de la marca B acepta el cilindro de la marca A, debe devolver el depósito que el cliente pagó por el cilindro de la marca A. El distribuidor de la marca B recuperará entonces el depósito al devolver el cilindro vacío a la marca A. La Directiva DIR-DGGLP-001-2011, sin embargo, no obliga a los distribuidores de gas LP a aceptar el cilindro de la competencia ni contiene ninguna disposición que fije las condiciones de intercambio de cilindros entre distribuidores ni los</p>				<p>daños e incumplimiento regulatorio.</p> <p>La CRE ha manifestado que prepara disposiciones administrativas de carácter general para un programa de intercambio de cilindros. El objetivo de este programa es pasar del actual régimen dual de cilindros de marca y genéricos a un sistema exclusivamente de marca. Para ello, la CRE ha estudiado la experiencia internacional de 11 países y llegó a la conclusión de que un sistema de marca sería la mejor solución en términos de calidad, seguridad y protección al consumidor. La CRE prevé la posibilidad de que los distribuidores intercambien cilindros entre sí y que los consumidores puedan cambiar fácilmente de proveedor, evitando así los efectos anticompetitivos que podrían crear los cilindros de marca.</p> <p>Deben evitarse los efectos de cerrojo. Durante las entrevistas con la OCDE, la CRE afirmó que su análisis encontró que los costos</p>	<p>cilindros de marca o genéricos, pues parece un asunto de seguridad, no de competencia. Sin embargo, en el caso mexicano de que las autoridades se decidan por un sistema de cilindros de marca, la OCDE recomienda implementar una transición gradual que no imponga costos innecesariamente altos a los pequeños distribuidores que actualmente operan con cilindros sin marca.</p>

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
				<p>importes de los depósitos reembolsables.</p> <p>Hay dos enfoques generales para la regulación de los cilindros:</p> <p>1) solo tienen cilindros de marca en el mercado para conservar los incentivos de los distribuidores a invertir en la renovación de cilindros y cambiarlos regularmente por otros nuevos, así como para garantizar la responsabilidad de los distribuidores tras los accidentes;</p> <p>2) continuar con la coexistencia de cilindros genéricos y de marca, pues si todos los cilindros fueran de marca, los operadores del mercado que utilizan cilindros genéricos que no pueden permitirse marcar cilindros (en su mayoría pequeños distribuidores) tendrían que salir del mercado. Los competidores potenciales también tendrían dificultades para entrar en el mercado.</p>				<p>para los de recién ingreso serían más o menos equivalentes, ya sea que comenzaran a operar con cilindros genéricos o de marca permanente. Esto contrasta con los pequeños participantes en el mercado que afirman que un régimen de cilindros propietarios podría expulsarlos del mercado.</p> <p>Comparación internacional</p> <p>En el documento de 2013 <i>Guidelines for the Development of Sustainable LP Gas Markets. Early-Stage Markets Edition</i> (p. 39), la Asociación Mundial del Gas Licuado de Petróleo (<i>World Liquefied Petroleum Gas Association, WLPGA</i>) promueve un modelo de cilindros de marca y recomienda que los gobiernos nacionales no permitan que los distribuidores acepten de los consumidores los cilindros de sus competidores. Sin embargo, si hay intercambios cruzados, la WLPGA recomienda que los gobiernos expidan regulaciones para evitar que</p>	

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
7	NOM-EM-004-ASEA-2017, Especificaciones y requisitos en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para el diseño, construcción, pre-arranque, operación, mantenimiento, cierre y desmantelamiento de estaciones de servicio con fin específico para el expendio al público de gas licuado de petróleo, por	General	Distribución de gas LP/ Reglas de seguridad	<p>Las estaciones de servicio de gas LP necesitan un permiso de la CRE para atender a los consumidores; estos se otorgan hasta por 30 años. Este permiso se conoce como "expendio al público de gas LP mediante estación de servicio con fin específico". Hasta el 23 de agosto de 2018, había 3 294 titulares de permiso (véase https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/380156/Estadistica_b_sica_GLP.PDF).</p> <p>En agosto de 2017, la ASEA emitió una NOM de emergencia que establece los requisitos y especificaciones mínimas de seguridad industrial y operativa para la recarga total o parcial de cilindros portátiles presurizados en estaciones de servicio de gas LP. Las estaciones de servicio de gas LP existentes</p>	ASEA	A2, A3	Según los operadores del mercado, algunos de los requisitos de la NOM son estrictos y su cumplimiento supondría costos excesivos para las estaciones de servicio de gas LP. Por ejemplo, según el punto 5.4.1.b.2. de la NOM, los recipientes de almacenamiento de gas LP de las estaciones de servicio deben ser nuevos, lo que conlleva elevados costos para las estaciones de servicio que deseen cumplir con la NOM, pues tienen que comprar nuevos contenedores de almacenamiento en lugar de utilizar los existentes. Los participantes en el mercado sostienen que estos requisitos	<p>los distribuidores de gas LP retengan y retiren del mercado los cilindros de sus competidores que obtengan del intercambio con consumidores. Esta práctica se conoce como retención competitiva de cilindros (<i>competitive cylinder hoarding</i>).</p> <p>Garantizar que las estaciones de servicio de gas LP llenen los cilindros portátiles en condiciones seguras.</p> <p>La actual NOM sobre pictoleo (NOM-EM-004-ASEA-2017) no es permanente y actualmente la ASEA trabaja en una versión definitiva. El borrador se conoce como ANTEPROY-NOM-008-ASEA-2017 y se redacta con un grupo de trabajo multidisciplinario que identifica y evalúa estándares internacionales.</p>	Reevaluar las condiciones de seguridad teniendo en cuenta las normas internacionales para la NOM-008-ASEA-2017. Con el fin de prevenir prácticas ilegales, introducir multas para garantizar que las estaciones de servicio que llenan cilindros cumplan con la NOM. La OCDE alienta a la ASEA a continuar su trabajo en curso sobre la revisión de la NOM.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
	<p>medio del llenado parcial o total de recipientes portátiles a presión. DOF: 08-08-2017.</p> <p>AVISO por el que se prorroga por un plazo de seis meses contados a partir del 10 de febrero de 2018, la vigencia de la Norma Oficial Mexicana de Emergencia NOM-EM-004-ASEA-2017, Especificaciones y requisitos en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para el diseño, construcción, pre-arranque, operación,</p>			<p>que deseen recargar cilindros portátiles necesitan obtener el permiso de la CRE conocido como "expendio al público de gas LP por medio del llenado parcial o total de recipientes portátiles a presión". Un requisito para obtener un permiso de la CRE es primero cumplir con la NOM de la ASEA.</p> <p>Antes de la emisión de la NOM de la ASEA, esta área no estaba regulada, aunque las estaciones de servicio de gas LP realizaban habitualmente el llenado total o parcial de cilindros. La práctica, conocida como "pictileo", existe en México desde hace años, pues muchos hogares de bajos ingresos no pueden permitirse comprar cilindros completos.</p> <p>Según la CRE, al 21 de agosto de 2018, ninguna estación de servicio en todo el país ha cumplido con la NOM de la ASEA, por lo que ninguna estación de servicio de gas LP ha obtenido la autorización de la CRE para vender gas LP mediante el llenado parcial o total por</p>			<p>excesivos incentivan el llenado ilegal total o parcial de cilindros en las estaciones de servicio de gas LP y que las empresas que cumplen con esta NOM se verían seriamente perjudicadas en comparación con los competidores que la ignoran, hasta el punto de que su cumplimiento no les permitiría competir y podría obligarles a abandonar el mercado.</p>		

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
	mantenimiento, cierre y desmantelamiento de estaciones de servicio con fin específico para el expendio al público de gas licuado de petróleo, por medio del llenado parcial o total de recipientes portátiles a presión, publicada el 8 de agosto de 2017. DOF: 08-02-2018.			presión de cilindros portátiles.					
8	NOM-011/1-SEDG-1999, Condiciones de seguridad de los recipientes portátiles para contener Gas L.P. en uso. DOF: 03-03-2000	Numerales 4.4.1 y 4.4.2	Distribución de gas LP/ Estándar discriminatorio	Esta NOM establece las condiciones mínimas de seguridad para los contenedores portátiles (es decir, cilindros de menos de 25 kg de peso total) en los que se distribuye gas LP. Contiene especificaciones para marcar estos cilindros de modo que sea posible rastrear a sus distribuidores. Las empresas deben inspeccionar visualmente cada cilindro antes de llenarlo con gas LP, y los	SENER	B3	La diferencia de la disposición en el número de inspecciones de cilindros discrimina a las instalaciones de almacenamiento que llenan más de 2 000 cilindros al día. Por ejemplo, si en el almacén A se llenan 950 cilindros al día, habría que inspeccionar 95 cilindros (10%). Si en el almacén B se llenan 1 050 cilindros al día,	Garantizar que los cilindros de gas LP no constituyan un peligro para las personas que los manipulan.	Introducir un sistema de inspección más gradual en los porcentajes de inspección de cilindros. Por ejemplo, se puede aplicar un sistema que requiera que una instalación de almacenamiento en la que se llenan menos de 2 000 cilindros al día inspeccione 10%, mientras que para las instalaciones en las que se llenan más de 2 000

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
				<p>cilindros con posibles abolladuras, incisiones, agujeros o corrosión ya no deben utilizarse.</p> <p>La NOM prevé que para las plantas de almacenamiento para distribución donde en promedio se llenen menos de 1 000 cilindros al día el distribuidor debe revisar 10% de los cilindros diariamente para detectar posibles abolladuras, incisiones, cavidades y corrosión. Los cilindros dañados no deben seguir utilizándose. Para las plantas de almacenamiento para distribución en las que por término medio se llenen más de 1 000 cilindros al día, deben inspeccionarse 200 cilindros al día.</p>			habría que inspeccionar 200 cilindros (19.05%). Por tanto, sería mucho más costoso para la instalación de almacenamiento B cumplir con el requisito de inspección. No está claro por qué un mayor número de cilindros llenos requiere un mayor porcentaje de inspecciones.		cilindros al día se inspeccione un total de 200 (o cierto porcentaje por debajo de 10%).
9	NOM-002-SCFI-2011, Productos preenvasados -Contenido neto- Tolerancias y métodos de verificación. DOF: 10-08-2012	(General)	Distribución de gas LP/ Contenido neto de cilindros	<p>La NOM-002-SCFI-2011 se ocupa de la verificación del contenido neto de los productos preenvasados. Se aplica al contenido neto de los cilindros de gas LP así como a muchos otros productos, como botellas de refrescos.</p> <p>No existe una NOM específica de PROFECO sobre como verificar el contenido de los cilindros de gas LP.</p>	PROFECO	B4	La falta de una NOM específica para los cilindros de gas LP puede dejar a PROFECO demasiada discreción a la hora de verificar el contenido de los cilindros y poner en desventaja a algunos distribuidores de gas LP, p. ej., si PROFECO utiliza su amplia discreción y favorece a un distribuidor sobre otro a pesar de	La NOM busca garantizar que los clientes de productos preenvasados reciban el contenido neto por el cual han pagado.	La OCDE recomienda la emisión de una NOM que se ocupe específicamente de la verificación del contenido neto de los cilindros de gas LP. Debe tener en cuenta las normas internacionales existentes a fin de no generar barreras de entrada.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
10	NOM-002-SESH-2009, Bodegas de distribución de Gas L.P. Diseño, construcción, operación y condiciones de seguridad. DOF: 20-05-2009.	Numeral 4.2	Distribución de gas LP/ Medida excesiva	<p>En la actualidad, la venta directa de cilindros portátiles a los consumidores finales solo se permite desde pequeñas instalaciones de almacenamiento o bodegas de distribución (es decir, bodegas de distribución del subtipo A), no desde bodegas de distribución de gran tamaño.</p> <p>La NOM-002-SESH-2009 define las bodegas de distribución de gas LP como establecimientos para la distribución de gas LP en contenedores (cilindros) portátiles o transportables, ya sea por venta directa a los usuarios finales, envío a usuarios finales o reexpedición a otras bodegas (p. ej., bodegas de expendio). Los contenedores portátiles se llenan con gas LP, y tienen características de seguridad, peso y dimensiones que permiten su manejo por personal capacitado. Los contenedores portátiles pueden manipularse manualmente por los usuarios finales y su peso</p>	SENER	A3, A4, B3	<p>encontrarse en situaciones similares.</p> <p>Como las ventas directas a los consumidores finales no pueden llevarse a cabo en bodegas de distribución de alta capacidad (subtipos C y D), los distribuidores de gas LP no podrán acceder a economías de escala. Si desean vender directamente a los consumidores finales, los distribuidores o minoristas necesitan abrir varias bodegas de distribución de los subtipos A y B en lugar de poder despachar en una bodega de mayor tamaño. Esto incrementa los costos de los distribuidores de gas LP.</p> <p>Por ejemplo, un supermercado que fuera titular de un permiso para vender al público gas LP en bodegas de expendio podría verse afectado por la capacidad máxima de</p>	<p>El objetivo de la NOM-002-SESH-2009 es establecer las especificaciones técnicas mínimas de seguridad que deben cumplirse en el diseño, construcción y operación de las bodegas de distribución de GLP en territorio mexicano.</p> <p>La ASEA trabaja actualmente en la actualización de esta NOM mediante el ANTEPROY-NOM-017-ASEA-2017, Diseño, construcción, operación y mantenimiento, Cierre y Desmantelamiento de Bodegas de Distribución de Gas Licuado de Petróleo, mediante Recipientes Portátiles y Recipientes Transportables sujetos a presión, e investiga, entre otros factores, la capacidad máxima de almacenamiento, las distancias de seguridad, los sistemas de protección contra incendios, las características de los gabinetes de los cilindros y los procedimientos de emergencia. Al comparar la</p>	Sin recomendación.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
				<p>total es inferior a 25 kg (con hasta 10 kg de gas LP). Las bodegas de distribución se clasifican en cuatro subtipos de acuerdo con su capacidad de almacenamiento y el tipo de recipientes que pueden albergar:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bodegas subtipo A: tienen una capacidad máxima de almacenamiento de 1 500 kg de gas LP en cilindros portátiles para las ventas directas en establecimientos comerciales o la distribución a domicilio en camiones de reparto. En el mejor entendimiento de la OCDE, las bodegas subtipo A equivalen a las bodegas de expendio que se definen en el Artículo 2, fracción III, del Reglamento de las actividades a las que se refiere el título tercero de la Ley de Hidrocarburos. • Bodegas subtipo B: tienen una capacidad máxima de almacenamiento de 1 500 kg de gas LP en cilindros portátiles para venta directa al público, reenvío a otras bodegas o distribución 			<p>almacenamiento, es decir, subtipo A: menos de 1 500 kg de gas LP, por lo que solo se le permitiría tener 150 cilindros a la vez. Operar en una escala tan pequeña podría no ser rentable.</p>	<p>normativa actual con las mejores prácticas internacionales, la ASEA confirmó que las instalaciones de almacenamiento de gran capacidad no son adecuadas para la venta minorista al público, ni para las bodegas de expendio de fin específico ni para los puntos de venta en establecimientos comerciales.</p>	

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
				<p>a domicilio en camiones de reparto.</p> <p>• Bodegas subtipo C: tienen una capacidad máxima de almacenamiento de 20 000 kg de gas LP en cilindros portátiles para el reenvío a otras bodegas o la distribución a domicilio en camiones de reparto.</p> <p>• Bodegas subtipo D: tienen una capacidad máxima de almacenamiento de 50 000 kg de gas LP en cilindros transportables únicamente para el reenvío a otras bodegas. No se permiten las ventas directas al público, ni ningún tipo de actividad comercial en las bodegas subtipos C y D.</p>					
11	Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen las especificaciones de los	DACG: Anexo I de la RES/790/2015: Cuarta disposición, sección iii., número 2, inciso a)	Permisos/ Barreras a la entrada	<p>El transporte, almacenamiento, distribución y expendio al público de gas LP requieren un permiso de la CRE.</p> <p>Varios participantes del mercado afirman que el solicitante de un permiso de la CRE debe presentar un documento electrónico que demuestre la propiedad que desea utilizar y para la cual debe emitirse el permiso (p.</p>	CRE	A2	Si los solicitantes tienen que adquirir propiedades antes de poder solicitar un permiso se les exigiría que invirtieran sin la certeza de recibir un permiso posteriormente. Además, tendrían que incurrir en costos de oportunidad durante el tiempo de espera del permiso. Sin embargo, la CRE no requiere que los solicitantes prueben la	Asegurar que las empresas puedan prestar correctamente el servicio para el que se concede el permiso. Los solicitantes deben demostrar que disponen del uso legal del terreno propuesto para su actividad comercial.	Sin recomendación.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
	requisitos a que se refieren los artículos 50 y 51 de la Ley de Hidrocarburos, los formatos de solicitudes de permiso y los modelos de los títulos de permisos para realizar las actividades de almacenamiento, transporte, distribución y expendio al público de gas licuado de petróleo. DOF: 15-12-2015			ej., un terreno para la construcción de un tanque de almacenamiento de gas o una planta de distribución). Sin embargo, la legislación vigente exige que los solicitantes presenten un documento electrónico que pruebe la propiedad o posesión o título legal para el uso legítimo de la propiedad (terreno o predio). Además, la CRE declaró que no exige la propiedad y que, por ejemplo, los contratos de alquiler se considerarían suficientes.			propiedad, solo el uso legal.		
12	Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen las especificaciones de los	Formato de "Solicitud de Permiso de Distribución de Gas Licuado de Petróleo mediante	Permisos/ Barrera a la entrada	Una empresa que desee distribuir gas LP mediante plantas de distribución necesita un permiso de la CRE. Por lo general, la empresa será propietaria de una planta de distribución que incluirá instalaciones de almacenamiento de gas LP desde las que distribuirá gas LP en auto-tanques o camiones repartidores de cilindros.	CRE	A2	Si los solicitantes tienen que adquirir vehículos antes de poder solicitar un permiso, incurrirán en costos de oportunidad. La CRE, sin embargo, solo requiere que las compañías registren sus vehículos una vez que tengan permiso.	Asegurarse de que las compañías sean capaces de proveer el servicio de distribución de gas LP.	Sin recomendación.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
	requisitos a que se refieren los artículos 50 y 51 de la Ley de Hidrocarburos, los formatos de solicitudes de permiso y los modelos de los títulos de permisos para realizar las actividades de almacenamiento, transporte, distribución y expendio al público de gas licuado de petróleo. DOF: 15-12-2015	Planta de Distribución"		Varios participantes en el mercado afirman que los solicitantes están obligados a presentar una lista de los vehículos de reparto que poseen y que se utilizarán para prestar el servicio, lo que significa que las empresas tienen que adquirir sus propios camiones antes de poder solicitar un permiso. Sin embargo, la legislación no exige que los solicitantes sean propietarios de vehículos antes de solicitar un permiso para distribuir gas LP mediante plantas de distribución. Esto lo confirmó la CRE. De hecho, los solicitantes deben registrar todos los vehículos (ya sean propios o de terceros) que utilizarán para prestar el servicio solo después de obtener el permiso.					
13	Ley Federal de Derechos. Última reforma: DOF, 07-12-2016 (Cantidades actualizadas por Resolución Miscelánea	Artículo 58	Distribución de gas LP a través de ductos/ Barrera a la entrada	Para distribuir gas LP a través de ductos, las empresas deben solicitar a la CRE un permiso y pagar una cuota de MXN 645 510.97 por la evaluación de las solicitudes aunque no se otorgue el permiso. Los titulares de permisos deben pagar una tasa anual por la vigilancia de los permisos de MXN 519 229.65. Por último,	CRE	A2, A4	La CRE utiliza las cuotas de supervisión, así como las de modificación de permisos, para recaudar ingresos y financiarse. Según los participantes en el mercado, las cuotas de supervisión no se cobran por el trabajo realizado por la CRE, sino que son más	El objetivo de las cuotas de supervisión es crear un ingreso estable y financiar la CRE. Proporcionan a la CRE un alto grado de independencia presupuestaria y autonomía del gobierno. Para financiar sus presupuestos totales, el Artículo 29 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia	Sin recomendación. El pago de las cuotas anuales de supervisión no discrimina a los competidores porque deben pagarlas todos los titulares de permisos. Asegurar un ingreso estable y financiar la CRE es un objetivo legítimo.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
	Fiscal DOF: 22-12-2017)			si se modifica el título de un permiso (p. ej., cuando el titular del mismo desea modificar sus instalaciones de la red de distribución) y esto requiere un análisis técnico, legal o financiero por parte de la CRE o de cualquier otra autoridad del gobierno federal, las empresas deben pagar tasas que ascienden a 50% de la tasa original.			bien una forma de recaudación.	Energética establece que la CRE y la CNH podrán utilizar los ingresos procedentes de los derechos y aprovechamientos relacionados con sus servicios para la emisión y gestión de permisos, autorizaciones, cesiones y contratos, así como para las actividades y procedimientos que sean acordes con sus atribuciones. Según la CRE, los montos de estos derechos y cuotas debe aprobarlos la SHCP de acuerdo con una metodología que la SHCP aplica a toda la administración pública federal.	
14	Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen las especificaciones de los	DACG DOF 15-12-2015: Anexo I de la RES/790/2015: Cláusula 4, fracción I, inciso ii, numeral 1.	Autorización/ Estructura accionaria	Los solicitantes de diversos tipos de permisos relacionados con el gas LP (es decir, almacenamiento, transporte, distribución y expendio al público) deben presentar a la CRE, por conducto de la Oficialía de Partes Electrónica (OPE), un documento electrónico que identifique "la participación de cada uno de los socios o accionistas, directos e	CRE	A2, A3	Los participantes en el mercado han manifestado su inconformidad por la elevada carga administrativa necesaria para cumplir esta obligación.	Según la CRE, exigir esta información a los titulares de permisos corresponde a las mejores prácticas internacionales. Permite a la CRE identificar grupos de interés económico en el mercado de gas LP, así como facilitar la aplicación del Artículo 83 de la Ley de Hidrocarburos, que establece que, con el objetivo de promover un	Sin recomendación.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
	requisitos a que se refieren los artículos 50 y 51 de la Ley de Hidrocarburos, el formato de solicitud de permiso y el modelo del título de permiso para realizar la actividad de distribución de gas licuado de petróleo por medio de auto-tanques. DOF: 25-01-2017								
15	Términos y condiciones de AmiGas Lp, con última actualización el 22 de noviembre de 2017 Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de	Términos y condiciones: General Ley: Artículo 26, fracción I, inciso a	Transparencia de mercado/Emprendio de gas LP	La CRE elaboró una aplicación para teléfonos inteligentes llamada AmiGas LP para facilitar la compra de gas LP por parte de los consumidores. Cuando los titulares de permisos para la distribución y venta al menudeo de gas LP cambien sus precios, deben informar a la CRE al menos 60 minutos antes de aplicar los nuevos precios en el mercado. Además, los	CRE	A2, C2	La aplicación AmiGas LP puede facilitar a los competidores la coordinación de sus precios de gas LP. Una mayor transparencia del mercado permite a los distribuidores de gas LP comparar sus precios con los de sus competidores sin costo alguno y con poco esfuerzo. En particular, en las zonas en las que operan numerosos	La CRE creó la aplicación AmiGas LP para facilitar las compras de los consumidores, reduciendo los costos de búsqueda y permitiéndoles encontrar la mejor oferta. La aplicación también permite a la CRE supervisar el mercado de distribución de gas LP y luchar contra la venta ilegal. Según la CRE, los precios publicados en AmiGas LP son siempre precios reales,	Sin recomendación. La OCDE sugiere, sin embargo, que la CRE mejore continuamente la plataforma de AmiGas LP, pues actualmente las calificaciones de los usuarios son extremadamente bajas. Asimismo, la CRE debe ser consciente del potencial de la aplicación como herramienta de coordinación y

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
2018. DOF: 15-11-2017				<p>titulares de permisos están obligados a transferir a la CRE, diariamente, información sobre los volúmenes comprados y vendidos de gas LP.</p> <p>Con la información anterior, la CRE creó una aplicación oficial para teléfonos inteligentes llamada AmiGas LP que, entre otras funciones, proporciona a los consumidores una lista de todos los distribuidores de gas LP (camiones y auto-tanques) que operan cerca de su ubicación, clasificados por precio y calificación de usuario (las evaluaciones se basan en calificaciones de clientes que van de una a cinco estrellas). AmiGas LP entró en funcionamiento en marzo de 2018.</p>			<p>distribuidores de gas LP, la aplicación AmiGas LP puede hacer posible la coordinación de precios. Existe el peligro de que si un distribuidor quiere bajar su precio para ganar cuota de mercado, tenga que reportar ese plan por adelantado a la CRE. Los competidores se enterarían de esta iniciativa en un poco tiempo y podrían reaccionar bajando sus propios precios. De este modo, el distribuidor inicial no ganaría cuota de mercado y perdería márgenes.</p>	<p>precios aplicados, nunca precios que sólo han sido anunciados. Por tanto, las empresas no deberían poder conocer de antemano los precios que aplicarán sus competidores. Además, los distribuidores pueden ofrecer descuentos respecto de los precios indicados en AmiGas LP. Estas limitaciones harán que la coordinación sea más difícil, o incluso imposible.</p> <p>Además, en la bibliografía económica se cuestionan los efectos competitivos netos de los mecanismos de transparencia de precios. Por una parte, se argumenta que la transparencia de precios puede intensificar la competencia, pues los consumidores disponen de mejor información y se reducen los costos de búsqueda. Por otra parte, la transparencia de precios podría facilitar el control de las empresas sobre sus rivales y, por tanto, contribuir a la coordinación de precios. Sin una intervención <i>ex post</i> (es decir, un estudio realizado después de la</p>	<p>monitorear constantemente sus efectos.</p>

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
								<p>implementación de la política de divulgación de información), es difícil determinar cuál de estos dos efectos domina.</p>	
								<p>Asimismo, los estudios empíricos han arrojado resultados mixtos. Por ejemplo, Rossi y Chintagunta (2015) investigaron cómo la introducción de carteles electrónicos con precios cerca de las gasolineras en las autopistas italianas afectó sus precios, y encontraron una disminución de 20% en los márgenes de las estaciones después de su llegada. Luco (2018) analizó la implementación secuencial de una política de divulgación en línea en la industria de la gasolina chilena. Encontró que la divulgación provocó un aumento promedio del margen de 9%, pero este efecto varió según la intensidad del comportamiento de búsqueda local.</p>	
								<p>Referencias</p>	

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
16	Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía emite las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen el alcance y procedimiento general para el registro estadístico de las transacciones comerciales de gas licuado de petróleo. DOF: 27-07-2018.	(General)	Almacenamiento, transporte, expendio al público y distribución de gas LP/ Origen ilegal de los hidrocarburos	Las empresas titulares de permisos de la CRE para el almacenamiento, transporte, distribución, expendio y comercialización de gas LP deben registrar sus transacciones en una plataforma electrónica conocida como Sistema del Registro Estadístico de Transacciones Comerciales de Gas Licuado de Petróleo (SIRETRAC GLP). Este sistema registra todas las transacciones a lo largo de la cadena de valor para detectar hidrocarburos de origen ilegal (p. ej., gas LP robado de camiones o instalaciones de almacenamiento). Los participantes del mercado afirman que la adopción de SIRETRAC GLP supondrá un elevado	CRE	A2	La introducción de datos en SIRETRAC GLP es una carga administrativa, pues las empresas reguladas deben formar al personal en el uso del sistema.	<p>Luco, F. (2018), "Who Benefits from Information Disclosure? The Case of Retail Gasoline", <i>American Economic Journal</i>.</p> <p>Rossi, F., y Chintagunta P. K. (2015), "Price Transparency and Retail Prices: Evidence from Fuel Price Signs in the Italian Motorway System," <i>Journal of Marketing Research</i>.</p> <p>El objetivo de SIRETRAC GLP es, entre otros, garantizar la rastreabilidad del gas LP en todos los segmentos de la cadena de valor. Esto permite reducir el comercio ilegal de gas LP.</p> <p>Comparación internacional Según la CRE, SIRETRAC GLP se basa en un sistema similar implementado por el gobierno peruano en 2004. El Sistema de Control de Órdenes de Pedido (SCOP) fue creado por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) y ha demostrado ser eficaz para reducir el robo de productos petroleros a lo largo de la cadena de valor (véase www.cre.gob.mx/documento)</p>	Sin recomendación.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
				costo administrativo para la formación del personal para la utilización del sistema. La CRE reconoce que si bien la implementación de SIRETRAC GLP implicará nuevos costos administrativos para las empresas reguladas, también eliminará una serie de otras regulaciones y, en general, reducirá los costos para las empresas.				/PresentacionCREJSL09_02_17.pdf).	
17	Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos. DOF: 31-10-2014	Artículo 11	Permisos de gas natural/Carga administrativa	Las siguientes actividades relacionadas con el gas natural requieren un permiso de la CRE: procesamiento de gas natural; transporte, almacenamiento, distribución, compresión, descompresión, licuefacción, regasificación, comercialización, venta al menudeo y gestión de sistemas integrados. (La fracción XXXVI del Artículo 4 de la Ley de Hidrocarburos define un sistema integrado como sistema de transporte por ducto y de almacenamiento interconectados, agrupados para efectos tarifarios y que cuentan con condiciones generales para la prestación de los servicios que permiten	SENER, CRE	A2, B4	Ninguno de los permisos pertinentes otorga derechos exclusivos ni excluye del mercado a otros participantes. Sin embargo, la duración de los permisos podría plantear un problema de competencia, pues, por la falta de lineamientos, las autoridades podrían discriminar teóricamente entre solicitantes dentro de una actividad determinada, concediendo permisos con duraciones diferentes a distintos solicitantes. Un competidor que tenga que renovar un permiso con una duración más	El objetivo de solicitar un permiso es que los titulares cumplan todos los requisitos necesarios para llevar a cabo adecuadamente las actividades en cuestión. La duración de cada permiso debe depender del tiempo que parezca razonable conceder antes de reevaluar si se siguen cumpliendo todos los requisitos.	La CRE debe emitir lineamientos para determinar la duración de los permisos relacionados con el gas natural según la actividad específica, con el fin de dar mayor transparencia a los participantes del mercado.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
				<p>la coordinación operativa entre las diferentes instalaciones).</p> <p>Los requisitos que deben cumplirse para obtener estos permisos están establecidos en los artículos 50 y 51 de la Ley de Hidrocarburos. Los formularios de solicitud para estos permisos de la CRE están disponibles en www.cre.gob.mx/gasnatural.html.</p> <p>Todos estos tipos de permisos, a excepción de los permisos de exportación de gas natural de la SENER, pueden concederse por un periodo de hasta 30 años y prorrogarse una sola vez hasta la mitad de su duración original. Por tanto, cada permiso de la CRE puede ser válido por un total de hasta 45 años.</p> <p>Según la CRE, se concede la misma duración para el mismo tipo de permiso a todos los solicitantes y no se produce discriminación alguna. Sin embargo, como no existen lineamientos, teóricamente sería posible que la CRE y la SENER otorgaran permisos con diferentes duraciones a</p>			<p>corta tendría que soportar costos adicionales en comparación con un competidor que posea un permiso con una duración más larga. Sin embargo, parece que en la práctica no se ha producido ninguna discriminación entre competidores.</p>		

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
18	Estatuto Orgánico de Pemex Etileno. DOF: 04-05-2017	Artículo 45, fracción XIV	Riesgo de coordinación de precios/VPM	diferentes solicitantes para la misma actividad. PEMEX Etileno es una filial de PEMEX que produce, distribuye y comercializa derivados del metano (principal componente del gas natural). La gerencia de comercialización de PEMEX Etileno tiene la responsabilidad de estar en contacto con asociaciones industriales y productores petroquímicos para intercambiar información sobre los mercados en los que PEMEX Etileno está presente, así como para encontrar nuevas oportunidades de negocios y proyectos de inversión. La disposición no especifica el alcance de la información de mercado que debe intercambiarse.	Consejo de Administración de PEMEX Etileno	B1, C2	Esta disposición puede facilitar la colusión porque establece que PEMEX Etileno debe coordinarse con los productores, distribuidores y minoristas de metano.	El objetivo de la disposición es permitir a PEMEX Etileno adquirir información de mercado que le ayude a planear nuevos proyectos de inversión o llevar a cabo sus negocios.	Aclarar en la legislación que PEMEX Etileno debe tomar en cuenta el Artículo 53, fracción V, de la Ley Federal de Competencia Económica y los lineamientos de la COFECE sobre intercambio de información (Guía 007/2015: Guía para el Intercambio de Información entre Agentes Económicos), que orienta sobre cómo la COFECE evalúa el intercambio de información entre agentes económicos.
19	Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos. DOF: 31-10-2014	Reglamento: Artículos 39 y 40 Acuerdo: General	Permisos, zonas geográficas / Carga administrativa	La CRE otorga permisos para distribuir gas natural a través de ductos. Los permisos se conceden hasta por 30 años y pueden prorrogarse una vez por la mitad de su duración inicial. Antes de la Reforma Energética de 2013, los permisos para la distribución de gas natural a través de	CRE	A1, A2	Con la publicación del acuerdo del 24 de enero de 2018, los distribuidores de gas natural ya no necesitan solicitar varios permisos para atender una zona geográfica más amplia que su permiso original, siempre y cuando las redes de distribución sean continuas. Esto	Según la CRE, si se otorgaran permisos para redes discontinuas, las empresas podrían subsidiar de manera cruzada sistemas en diferentes regiones (probablemente porque las diferencias de precios entre las diferentes regiones se nivelarían si hubiera un solo precio unitario para todo México).	Sin recomendación.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
	Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía determina a todo el territorio nacional como zona geográfica única para fines de distribución de gas natural. DOF: 24-01-2018			gasoductos eran exclusivos, lo que significa que solo había un distribuidor por cada zona geográfica. Este ya no es el caso, pues ni la Ley de Hidrocarburos ni el Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos hacen mención alguna de las exclusividades. Además, el 24 de enero de 2018 la CRE publicó el Acuerdo por el que la CRE determina a todo el territorio nacional como zona geográfica única para fines de distribución de gas natural en el <i>Diario Oficial de la Federación</i> (DOF), que determinó que todo el territorio mexicano es una zona única de distribución de gas natural. Este acuerdo revocó una directiva de la CRE de 1996 (DIR/GAS/003/96) que contenía una metodología para determinar las zonas geográficas. Según el acuerdo de enero de 2018, la CRE otorga un permiso para cada sistema de distribución por separado que constituya una red continua. Antes, cuando el titular de un permiso de distribución deseaba			elimina ciertas cargas administrativas. Sin embargo, el requisito de que sólo se concedan permisos para las redes continuas podría considerarse una carga administrativa, pues un solicitante necesitará más de un permiso si sus redes de distribución no son continuas.	lo cual a su vez podría generar barreras de entrada.	

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
				<p>extender sus tuberías más allá de la zona geográfica para la que se había concedido el permiso, tenía que modificar su título de permiso y pagar una tasa adicional. De acuerdo con la nueva legislación, mientras el sistema de distribución sea continuo, ya no es necesario modificar los permisos. Por consiguiente, en principio, debe ser más fácil para los distribuidores ampliar sus redes.</p> <p>A primera vista, sin embargo, parece existir una contradicción entre el acuerdo de la CRE del 24 de enero de 2018 y el Artículo 39 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, pues este último establece que la CRE otorga permisos para una "zona geográfica específica", mientras que el acuerdo del 24 de enero de 2018 se refiere a una "zona geográfica única". Sin embargo, según la CRE, tras el acuerdo del 24 de enero de 2018, la "zona geográfica específica" es la misma que la "zona geográfica única"</p>					

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
				<p>para todas las solicitudes de permiso.</p> <p>Se han concedido seis permisos con carácter exclusivo para una zona geográfica específica. Estos permisos, que se concedieron antes del acuerdo de 2018, son G/301/DIS/2012, G/310/DIS/2013, G/323/DIS/2014, G/347/DIS/2014, G/353/DIS/2015 y G/13759/DIS/2016. La duración de estos permisos varía entre 7 y 11 años. Estos permisos no se revocaron con la publicación del convenio de la CRE 2018, y los términos en los cuales se otorgaron se respetarán hasta su vencimiento.</p>					
20	Ley Federal de Derechos. Última reforma: DOF, 07-12-2016 (Cantidades actualizadas por Resolución Miscelánea Fiscal DOF: 22-12-2017)	Artículo: 57	Distribución de gas natural/ Cuotas	Para distribuir gas natural, las empresas deben solicitar a la CRE un permiso y pagar una cuota por la evaluación de las solicitudes aunque no se otorgue el permiso. La tarifa actual es de MXN 656 406.06. Además, los titulares de permisos de distribución de gas natural deben pagar una tarifa anual por la vigilancia de los permisos de MXN	CRE	A2, A4	La CRE utiliza las tasas de vigilancia y las cuotas de modificación de permisos para recaudar ingresos y financiarse. Según los participantes en el mercado, las cuotas de vigilancia no se cobran por el trabajo real realizado por la CRE, sino que son una forma de recaudación.	El objetivo de las cuotas de vigilancia es crear un ingreso estable para financiar la CRE. Los honorarios proporcionan a la CRE un alto grado de independencia presupuestaria y autonomía del gobierno. De acuerdo con el artículo 29 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, para	Sin recomendación. El pago de las cuotas anuales de vigilancia no discrimina entre competidores, pues deben pagarlas todos los titulares de permisos. Asegurar un ingreso estable y financiar la CRE es un objetivo legítimo.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
				519 229.65. Asimismo, si se modifica el título de un permiso (p. ej., si el titular del permiso desea modificar las condiciones técnicas, operativas y de diseño del sistema de distribución), las empresas deben pagar una cuota equivalente a 50% de la tasa original si se requiere un análisis técnico, legal o financiero de la CRE o de cualquier otra autoridad del gobierno federal. Finalmente, cada cinco años, la CRE evalúa los títulos de los permisos. Si modifica un permiso después de esta revisión, el titular debe pagar a la CRE una suma adicional de MXN 439 968,66.				financiar su presupuesto total, la CRE y la CNH pueden disponer de los ingresos provenientes de los derechos y aprovechamientos relacionados con sus servicios de emisión y gestión de permisos, autorizaciones, cesiones y contratos, así como de las actividades y procedimientos que se ajusten a sus atribuciones. Según la CRE, los montos de estos derechos y cuotas debe aprobarlos la SHCP de acuerdo con una metodología que la SHCP aplica a toda la administración pública federal.	
21	Falta de una ventanilla única de las autoridades de energía.	---	Doble legislación/ Ventanilla única	No existe una ventanilla única para tratar con las autoridades del gas natural.	ASEA, CRE, CNH	A4	Los participantes en los sectores del gas LP y gas natural tienen que solicitar y tratar por separado con la ASEA, la CRE y la CNH. Los participantes de la industria informan que a veces no está claro con qué autoridad ponerse en contacto y que puede haber dobles controles, lo que obliga a las empresas a	Parece no haber objetivo para la falta de ventanilla única para tratar con las autoridades. En su informe de 2017 <i>Driving Performance of Mexico's Energy Regulators</i> , la OCDE recomendó establecer "una circunscripción que pueda trabajar en un enfoque coordinado para apoyar la simplificación administrativa, así como la aplicación e	Introducir una ventanilla única para los procedimientos relacionados con la ASEA, la CRE y la CNH. Asimismo, estudiar la posibilidad de incluir a la SENER y al SAT en esta ventanilla única.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
							proporcionar la misma información dos veces.	inspección en el sector, con el fin de crear sinergias entre los reguladores y reducir los costos para la industria regulada".	
								La ASEA, la CRE y la CNH trabajan en una ventanilla única y han avanzado al respecto. De hecho, a principios de 2018, los tres organismos decidieron crear la Oficina de Asistencia Coordinada del Sector Energético (ODAC), con el objeto de prestar asistencia a las empresas en procesos en los que interviene más de un organismo regulador de la energía. Según la CRE, el ODAC es un primer paso en la creación de una ventanilla única.	
22	Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética. DOF: 11-08-2014 Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de	Ley de los Órganos Regulados Coordinados en Materia Energética: Artículo 22, fracción XIII	Doble legislación/ Visitas de verificación	Las empresas que operan en los sectores del gas LP y del gas natural están sujetas a las visitas de verificación de la CRE y la ASEA. Según los participantes del mercado, si bien la legislación establece claramente las facultades de las dos autoridades —a saber, la CRE regula los sectores de los hidrocarburos que se encuentran en las etapas intermedias y aguas abajo del proceso para promover el	ASEA, CRE	A3, A4, B3	Por la falta de directrices de la ASEA, es difícil verificar si las afirmaciones de los participantes del mercado sobre la superposición de requisitos durante las visitas de verificación de la CRE y la ASEA son ciertas. De ser así, las empresas que operan en los sectores del gas LP y el gas natural podrían estar	Parece haber una falta de coordinación entre la ASEA y la CRE al llevar a cabo las visitas de inspección. Una de las recomendaciones del informe de la OCDE de 2017, <i>Impulsando el Desempeño de los Reguladores de Energía de México</i> , fue "Asegurar que las superposiciones se mantengan al mínimo entre las agencias, aclarando y alineando sus objetivos y prioridades y comunicando	Emitir lineamientos para las visitas de verificación coordinadas de la CRE y la ASEA. Establecer un órgano interinstitucional entre la CRE y la ASEA para coordinar las visitas de inspección. Si bien las visitas de inspección de la CRE y la ASEA no tienen los mismos fines, es posible que todavía haya cierta superposición que

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
	Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos. DOF: 11-08-2014	Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos: Artículo 5, fracción VIII		<p>desarrollo eficiente de la industria, mientras que la ASEA supervisa la seguridad industrial y operativa y la protección del ambiente a lo largo de toda la cadena de valor de los hidrocarburos—, en la práctica parece haber cierta superposición de los requisitos exigidos por las autoridades durante las visitas de verificación.</p> <p>Hasta donde sabe la OCDE, solo la CRE tiene lineamientos para realizar visitas de verificación (Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide los criterios y la metodología para determinar las visitas de verificación o inspección que deberán llevarse a cabo, publicado en el DOF el 11 de noviembre de 2016). La metodología de la CRE se basa en el informe de la OCDE de 2014 <i>Regulatory Enforcement and Inspections: OECD Best Practice Principles for Regulatory Policy</i>. No se encontraron pautas similares para la ASEA.</p>			incurriendo en costos dobles por la duplicación de las necesidades. Esto podría tener un mayor impacto en las pequeñas empresas, pues los costos de verificación podrían representar una mayor proporción de sus costos globales.	públicamente estas prioridades". La CRE señala que creó, junto con la ASEA y la CNH, la Oficina de Asistencia Coordinada del Sector Energético (ODAC), cuyo objetivo es coordinar los procesos que involucran a más de un regulador energético. Asimismo, la CRE afirma que ya realizó una visita de verificación conjunta con la ASEA en 2017. Por último, alega que las visitas de verificación de distintos organismos tienen fines diferentes.	permita realizar visitas de inspección conjuntas.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
23	Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la autorización, aprobación y evaluación del desempeño de terceros en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y de protección al medio ambiente del Sector Hidrocarburos. DOF: 29-07-2016	(General)	Autorización/ Terceros autorizados	<p>La ASEA utiliza "terceros autorizados" para la supervisión, vigilancia, evaluación, investigación y auditoría de las Disposiciones Administrativas de Carácter General (DACG) que emite. Concede autorizaciones a personas morales para que se conviertan en "terceros en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección del medio ambiente en el sector de los hidrocarburos". Para las empresas que operan en los sectores del gas LP y del gas natural se requieren terceros autorizados por la ASEA.</p> <p>Los solicitantes de la autorización para ser terceros deben, entre otros requisitos, presentar la declaración de la renta del año anterior, contratar un seguro de responsabilidad civil, disponer de un sistema de calidad que cumpla con la norma internacional ISO 9001 o equivalente y firmar una declaración de no conflicto de intereses. Además, los solicitantes deben cumplir los requisitos</p>	ASEA	A3	La competencia entre terceros autorizados es limitada porque en la actualidad hay muy pocos activos en el mercado. Su contratación puede resultar costosa para las empresas de los sectores del gas LP y el gas natural.	La ASEA utiliza terceros independientes para garantizar el cumplimiento de las normas de seguridad industrial y operativa y de protección del ambiente. Según la ASEA, el bajo número de terceros autorizados se debe a la falta de candidatos adecuados.	Tomar medidas adicionales para aumentar el número de terceros autorizados por la ASEA en el mercado. Estas medidas podrían incluir la reevaluación de las condiciones de autorización de terceros autorizados y una mayor publicidad de las convocatorias para terceros autorizados.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
				<p>técnicos específicos del reglamento en cuestión.</p> <p>La ASEA organiza convocatorias para entidades corporativas interesadas en convertirse en terceros autorizados. Estas convocatorias se publican en el DOF. Al 12 de marzo de 2018, la ASEA había realizado nueve convocatorias. Estas convocatorias están abiertas al público, por lo que las partes interesadas pueden presentar su candidatura en cualquier momento.</p> <p>No obstante, los operadores del mercado afirman que el limitado número de terceros autorizados da lugar a comisiones elevadas por sus servicios (según algunos operadores del mercado, hasta ocho veces más elevadas que las de los terceros no autorizados).</p>					
24	Falta de difusión de las comparaciones de los precios al consumo residencial de	---	Comparación de precios/Accesibilidad limitada del consumidor	Actualmente no existe una base de datos de fácil acceso que permita a los consumidores residenciales comparar los precios del gas LP con los del gas natural. Según los participantes del sector, los precios del gas	CRE	D3	Los consumidores residenciales no tienen fácil acceso a las comparaciones de precios del gas LP y el gas natural, por lo que podrían no tomar decisiones óptimas.	La CRE afirma que actualmente trabaja en una herramienta para comparar los precios al consumidor final del gas LP y el gas natural.	Introducir una herramienta (p. ej., una página web o una aplicación) que permita a los consumidores residenciales comparar los precios del gas LP y del gas natural en su

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
	gas LP y gas natural.			natural para los consumidores residenciales pueden ser de 15% a 20% más bajos que los del gas LP; sin embargo, existe una baja difusión o conocimiento de las diferencias de precios entre los consumidores.					zona. La información publicada en esta herramienta debe presentarse de forma agregada (p. ej., el precio medio en ese ámbito) para evitar que la herramienta dé lugar a un intercambio ilegal de información y a una coordinación entre distribuidores.
25	Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los lineamientos para que los Regulados lleven a cabo las Investigaciones Causa Raíz de Incidentes y Accidentes ocurridos en sus Instalaciones. DOF: 24-01-2017.	(General)	Seguridad industrial/Análisis de causa raíz	Las empresas activas en el sector de los hidrocarburos deben llevar a cabo investigaciones de causa raíz (ICR) después de un accidente o incidente (p. ej., fuga de gas, incendio o explosión). Estas investigaciones tienen como objetivo identificar la causa de los accidentes o incidentes y emitir recomendaciones preventivas y correctivas para evitar que vuelvan a ocurrir. Los eventos que pueden dar lugar a una ICR se clasifican, conforme a su grado de severidad, en tres tipos. 1) El Tipo 3, que es el más grave, puede consistir, por ejemplo, en dos o más decesos del personal dentro o fuera de las instalaciones, daño a las instalaciones e interrupción de la operación.	ASEA	A2	El requisito de llevar a cabo un ICR aumenta los costos de hacer negocios. Esto podría tener un impacto desproporcionado en las pequeñas empresas del sector de los hidrocarburos.	Las investigaciones de ICR buscan identificar las causas de los accidentes e incidentes, y emitir recomendaciones preventivas y correctivas con el fin de evitar que vuelvan a ocurrir.	Sin recomendación, pues el objetivo de evitar nuevos accidentes e incidentes justifica los costos adicionales en que incurren las empresas.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
				<p>2) El Tipo 2 puede consistir en una o más decesos en las instalaciones. 3) Un evento Tipo 1 puede consistir en heridas al personal que requieran una incapacidad médica y que hayan ocurrido en el ejercicio de las funciones de trabajo.</p> <p>Las compañías reguladas pueden llevar a cabo el ICR tipo 1 por sí mismas o contratar a un tercero autorizado por la ASEA. Para los eventos de Tipo 2, las compañías reguladas pueden llevar a cabo el ICR tipo 2 por sí mismas, a menos que haya una o más muertes en las instalaciones, en cuyo caso es obligatorio contratar a un tercero autorizado. Para todos los eventos de tipo 3, las empresas reguladas deben contratar a un tercero autorizado.</p> <p>Según los participantes en el mercado, los costos de la aplicación del ICR son extremadamente elevados, lo que reduce los incentivos que las empresas reguladas podrían tener para informar de accidentes e incidentes.</p>					

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
26	Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades de Expendio al Público de Gas Natural, Distribución y Expendio al Público de Gas Licuado de Petróleo y de Petrolíferos. DOF: 16-06-2017	General	Seguridad industrial/Sistema de gestión de riesgos	<p>Las empresas que operan en la venta al menudeo de gas natural, y las que distribuyen y venden gas LP al por menor, deben implementar un sistema de gestión de riesgos industriales y operativos. Estos sistemas, conocidos como Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente (SASISOPA), tienen 18 elementos relacionados, por ejemplo, con la identificación, análisis, evaluación, monitoreo y mitigación de riesgos.</p> <p>Una vez que una empresa crea sus SASISOPA, solicita la autorización de la ASEA y el plan se inscribe en el registro. Las empresas tienen entonces que elaborar un programa de implementación que también necesita la aprobación de la ASEA. Por último, los SASISOPA de una empresa son auditados interna y externamente por un tercero autorizado por la ASEA cada dos años.</p> <p>La ASEA publica lineamientos para ayudar a las compañías</p>	ASEA	A2	La creación, implementación y seguimiento de los SASISOPA conlleva costos administrativos para las empresas. Esto puede afectar negativamente a las pequeñas empresas activas en la venta al menudeo de gas natural, y a la distribución y venta al por menor de gas LP, de forma desproporcionada.	Los SASISOPA buscan prevenir, controlar y mejorar el desempeño de las instalaciones en materia de seguridad industrial, seguridad operacional y protección del ambiente. Comparación internacional Según la ASEA, es una buena práctica internacional que las empresas que venden gas natural al menudeo, y que distribuyen y venden gas LP al por menor, adopten sistemas similares a los de los SASISOPA.	Sin recomendación.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
				reguladas a elaborar sus SASISOPA (véase www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/264154/Gu_a_SASISOPA_VALIDADA_FINAL.pdf). Según los participantes en el mercado, la creación, implementación y seguimiento de los SASISOPA implica altos costos. La ASEA considera que la creación de los SASISOPA no representa un costo excesivo para las empresas reguladas, pues con frecuencia ya disponen de los elementos necesarios para los SASISOPA, aunque no de forma estructurada. La ASEA ha organizado talleres, en los niveles federal y regional, para guiar a las empresas reguladas en la creación de sus propios SASISOPA.					
27	NOM-001-SESH-2014, Plantas de distribución de Gas L.P. Diseño, construcción y condiciones seguras en su operación. DOF: 22-10-2014.	Numeral 10	No concordancia de estándares	La NOM-001-SESH-2014 establece los requisitos técnicos y de seguridad mínimos para el diseño y construcción de plantas de distribución de gas LP en las que la temperatura mínima de funcionamiento no sea inferior a -15° Celsius. Esta norma indica textualmente que no tiene concordancia con normas	ASEA, SENER	A5	Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado mexicano, así como el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar normas diferentes en	En México, la falta de concordancia de las NOM debe declararse de conformidad con el Artículo 41, fracción VI, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que las NOM deben contener el grado de conformidad con las normas y criterios internacionales.	Actualizar la NOM para que, en la medida de lo posible, esté en concordancia con normas internacionales. Algunas prácticas actuales pueden ya estar alineadas con normas internacionales, lo que facilitaría la transición. La NOM también debe señalar

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
				internacionales, y que no había referencias internacionales al momento de su elaboración.			México y en el extranjero, lo que generaría costos adicionales. Aunque en la práctica las normas mexicanas se hubieran adaptado (en parte) a las normas internacionales, de no actualizarse el texto legal de las NOM podría existir confusión entre los participantes en el mercado.	De acuerdo con el Programa Nacional de Normalización para 2018, esta norma se modificará y se espera concluya en diciembre de 2018 (véase http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5515780&fecha=12/03/2018).	los casos en que no existan normas internacionales o mejores prácticas.
28	NOM-002-SECRE-2010, Instalaciones de aprovechamiento de gas natural (cancela y sustituye a la NOM-002-SECRE-2003, Instalaciones de aprovechamiento de gas natural). DOF: 04-02-2011	Numeral 15	No concordancia de estándares	La NOM-002-SECRE-2010 establece los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplirse en términos de diseño, materiales, construcción, instalación, pruebas de hermeticidad, operación, mantenimiento y seguridad de las instalaciones de gas natural. Esta norma afirma específicamente que no se ajusta a las normas internacionales. También señala que esta falta de conformidad se debe a la especificidad de México.	SENER por medio de CRE	A5	Si existe alguna condición específica en México, debe mencionarse explícitamente. Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado mexicano, así como el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar normas diferentes en México y en el extranjero, lo que generaría costos adicionales. Aunque en la práctica las normas mexicanas se hubieran adaptado (en parte) a las normas internacionales, de no actualizarse el texto legal de las NOM podría existir confusión entre los	En México, la falta de concordancia de las NOM debe declararse, de conformidad con el Artículo 41, fracción VI, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que las NOM deben contener el grado de conformidad con las normas y criterios internacionales. De acuerdo con el Programa Nacional de Normalización para 2018, esta NOM se cancelará y reemplazará en 2018.	Actualizar la NOM para que en la medida de lo posible esté en concordancia con normas internacionales. Algunas prácticas actuales pueden ya estar alineadas con normas internacionales, lo que facilitaría la transición. La NOM también debe señalar los casos en que no existan normas internacionales o mejores prácticas.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
29	NOM-002-SESH-2009, Bodegas de distribución de Gas L.P. Diseño, construcción, operación y condiciones de seguridad. DOF: 20-05-2009	Numeral 12	No concordancia de estándares	La NOM-002-SESH-2009 establece los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplirse en el diseño y construcción en las bodegas de distribución de gas LP. Esta norma afirma específicamente que no se ajusta a las normas internacionales.	ASEA, SENER	A5	participantes en el mercado. Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado mexicano, así como el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar normas diferentes en México y en el extranjero, lo que generaría costos adicionales. Aunque en la práctica las normas mexicanas se hubieran adaptado (en parte) a las normas internacionales, de no actualizarse el texto legal de las NOM podría existir confusión entre los participantes en el mercado.	En México, la falta de concordancia de las NOM debe declararse, de conformidad con el Artículo 41, fracción VI, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que las NOM deben contener el grado de conformidad con las normas y criterios internacionales. De acuerdo con el Programa Nacional de Normalización para 2018, esta norma se modificará en 2018. El nombre de la propuesta, de acuerdo con la ASEA, es Proyecto de Norma Oficial Mexicana ANTE-PROY-NOM-017-ASEA-2018, Bodegas de Distribución y Bodegas de Expendio de Gas Licuado de Petróleo, mediante Recipientes Portátiles y Recipientes Transportables sujetos a presión; que se espera quede concluido en diciembre de 2018.	Actualizar la NOM para que en la medida de lo posible esté en concordancia con normas internacionales. Algunas prácticas actuales pueden ya estar alineadas con normas internacionales, lo que facilitaría la transición. La NOM también debe señalar los casos en que no existan normas internacionales o mejores prácticas.
30	NOM-003-ASEA-2016, Distribución de gas natural y gas licuado	Numeral 11	No concordancia de estándares	La NOM-003-ASEA-2016 establece las especificaciones y criterios técnicos de seguridad industrial, seguridad	ASEA	A5	Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado mexicano, así como el acceso de los	En México, la falta de concordancia de las NOM debe declararse, de conformidad con el Artículo 41, fracción VI, de la Ley	Actualizar la NOM para que en la medida de lo posible esté en concordancia con normas internacionales.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
	de petróleo por ductos. DOF: 18-08-2017			operativa y protección al ambiente para el diseño, construcción, pre-arranque, operación, mantenimiento, cierre y desmantelamiento de los sistemas de distribución de gas natural y de gas LP por ductos. Esta norma afirma específicamente que no se ajusta a las normas internacionales.			productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar normas diferentes en México y en el extranjero, lo que generaría costos adicionales. Aunque en la práctica las normas mexicanas se hubieran adaptado (en parte) a las normas internacionales, de no actualizarse el texto legal de las NOM podría existir confusión entre los participantes en el mercado.	Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que las NOM deben contener el grado de conformidad con las normas y criterios internacionales.	Algunas prácticas actuales pueden ya estar alineadas con normas internacionales, lo que facilitaría la transición. La NOM también debe señalar los casos en que no existan normas internacionales o mejores prácticas.
31	NOM-003-SEDG-2004, Estaciones de gas L.P. para carburación. Diseño y construcción. DOF: 28-04-2005	Numeral 18	No concordancia de estándares	La NOM-003-SEDG-2004 establece los requisitos técnicos mínimos de seguridad que se deben observar en el diseño y construcción de estaciones de gas LP para carburación con almacenamiento fijo, que se destinan exclusivamente a llenar recipientes con gas LP de los vehículos que lo utilizan como combustible. Está norma menciona específicamente que no concuerda con las normas internacionales. También establece que no había referencias internacionales al momento de su publicación.	ASEA, SENER	A5	Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado mexicano, así como el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar normas diferentes en México y en el extranjero, lo que generaría costos adicionales. Aunque en la práctica las normas mexicanas se hubieran adaptado (en parte) a las normas	En México, la falta de concordancia de las NOM debe declararse, de conformidad con el Artículo 41, fracción VI, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que las NOM deben contener el grado de conformidad con las normas y criterios internacionales. De acuerdo con el Programa Nacional de Normalización para 2018, esta norma se modificará en 2018.	Actualizar la NOM para que en la medida de lo posible esté en concordancia con normas internacionales. Algunas prácticas actuales pueden ya estar alineadas con normas internacionales, lo que facilitaría la transición. La NOM también debe señalar los casos en que no existan normas internacionales o mejores prácticas.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
32	NOM-004-SEDG-2004, Instalaciones de aprovechamiento de Gas L.P. Diseño y construcción. DOF: 02-12-2004. Acuerdo que determina la utilización de una medida alternativa para el cumplimiento de las finalidades de la Norma Oficial Mexicana NOM-004-SEDG-2004, Instalaciones de aprovechamiento de Gas L.P. Diseño y construcción. DOF: 07-12-2009	Numeral 13	No concordancia de estándares	La NOM-004-SEDG-2004 establece las especificaciones técnicas mínimas de seguridad para el diseño, construcción y modificación de instalaciones fijas y permanentes de aprovechamiento de gas LP. Esta norma menciona específicamente que no concuerda con normas internacionales. También establece que no había referencias internacionales al momento de su publicación.	SENER	A5	internacionales, de no actualizarse el texto legal de las NOM podría existir confusión entre los participantes en el mercado. Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado mexicano, así como el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar normas diferentes en México y en el extranjero, lo que generaría costos adicionales. Aunque en la práctica las normas mexicanas se hubieran adaptado (en parte) a las normas internacionales, de no actualizarse el texto legal de las NOM podría existir confusión entre los participantes en el mercado.	En México, la falta de concordancia de las NOM debe declararse, de conformidad con el Artículo 41, fracción VI, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que las NOM deben contener el grado de conformidad con las normas y criterios internacionales. De acuerdo con el Programa Nacional de Normalización para 2018, esta norma será cancelará y reemplazará en 2018.	Actualizar la NOM para que en la medida de lo posible esté en concordancia con normas internacionales. Algunas prácticas actuales pueden ya estar alineadas con normas internacionales, lo que facilitaría la transición. La NOM también debe señalar los casos en que no existan normas internacionales o mejores prácticas.
33	NOM-005-SESH-2010, Equipos de	Numeral 16	No concordancia	La NOM-005-SESH-2010 establece los requisitos mínimos de seguridad,	SENER	A5	Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado	En México, la falta de concordancia de las NOM debe declararse, de	Actualizar la NOM para que en la medida de lo posible esté en


Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
	carburación de Gas L.P. en motores de combustión interna. Instalación y mantenimiento . DOF: 26-11-2010		ia de estándares	<p>especificaciones y métodos de prueba que deben cumplir los sistemas de maquinaria de combustión interna.</p> <p>Esta norma menciona específicamente que no concuerda con normas internacionales. También establece que no había referencias internacionales al momento de su publicación.</p>			<p>mexicano, así como el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar normas diferentes en México y en el extranjero, lo que generaría costos adicionales. Aunque en la práctica las normas mexicanas se hubieran adaptado (en parte) a las normas internacionales, de no actualizarse el texto legal de las NOM podría existir confusión entre los participantes en el mercado.</p>	<p>conformidad con el Artículo 41, fracción VI, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que las NOM deben contener el grado de conformidad con las normas y criterios internacionales.</p> <p>De acuerdo con el Programa Nacional de Normalización para 2018, esta norma se cancelará y reemplazará en 2018.</p>	<p>concordancia con normas internacionales. Algunas prácticas actuales pueden ya estar alineadas con normas internacionales, lo que facilitaría la transición. La NOM también debe señalar los casos en que no existan normas internacionales o mejores prácticas.</p>
34	NOM-006-SESH-2010, Talleres de equipos de carburación de Gas L.P. Diseño, construcción, operación y condiciones de seguridad. DOF: 26-11-2010	Numeral 13	No concordancia de estándares	<p>La NOM-006-SESH-2010 establece los requisitos técnicos mínimos de diseño, construcción, operación, seguridad y capacitación que deben cumplir los talleres mecánicos de equipos de combustible de gas LP. Esta norma establece específicamente que no concuerda con normas internacionales. También establece que no había referencias internacionales al momento de su elaboración.</p>	SENER	A5	<p>Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado mexicano, así como el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar normas diferentes en México y en el extranjero, lo que generaría costos adicionales. Aunque en la práctica las normas mexicanas se hubieran adaptado (en parte) a</p>	<p>En México, la falta de concordancia de las NOM debe declararse, de conformidad con el Artículo 41, fracción VI, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que las NOM deben contener el grado de conformidad con las normas y criterios internacionales.</p> <p>De acuerdo con el Programa Nacional de Normalización para 2018, esta norma se cancelará y reemplazará en 2018.</p>	<p>Actualizar la NOM para que en la medida de lo posible esté en concordancia con normas internacionales. Algunas prácticas actuales pueden ya estar alineadas con normas internacionales, lo que facilitaría la transición. La NOM también debe señalar los casos en que no existan normas internacionales o mejores prácticas.</p>

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
35	NOM-007-SESH-2010, Vehículos para el transporte y distribución de Gas L.P. Condiciones de seguridad, operación y mantenimiento DOF: 11-07-2011 Aclaración a la Norma Oficial Mexicana NOM-007-SESH-2010, Vehículos para el transporte y distribución de Gas L.P. Condiciones de seguridad, operación y mantenimiento, publicada el 11 de julio de	Numeral 13	No concordancia de estándares	La NOM-007-SESH-2010 establece las condiciones mínimas de seguridad, operación y mantenimiento que se deben cumplir en lo que refiere al uso de vehículos para el transporte y distribución de gas LP. Esta norma establece específicamente que no concuerda con normas internacionales.	ASEA, SENER	A5	las normas internacionales, de no actualizarse el texto legal de las NOM podría existir confusión entre los participantes en el mercado. Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado mexicano, así como el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar normas diferentes en México y en el extranjero, lo que generaría costos adicionales. Aunque en la práctica las normas mexicanas se hubieran adaptado (en parte) a las normas internacionales, de no actualizarse el texto legal de las NOM podría existir confusión entre los participantes en el mercado.	En México, la falta de concordancia de las NOM debe declararse, de conformidad con el Artículo 41, fracción VI, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que las NOM deben contener el grado de conformidad con las normas y criterios internacionales. De acuerdo con el Programa Nacional de Normalización para 2018, esta norma se modificará en 2018. La ASEA dice que el proyecto se llama ANTE-PROY-NOM-022-ASEA-2018 Transporte y distribución de Gas Licuado de Petróleo por medio de Tractocamión-Semirremolque, Auto-tanque y Vehículo de Reparto.	Actualizar la NOM para que en la medida de lo posible esté en concordancia con normas internacionales. Algunas prácticas actuales pueden ya estar alineadas con normas internacionales, lo que facilitaría la transición. La NOM también debe señalar los casos en que no existan normas internacionales o mejores prácticas.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
	2011. DOF: 21-09-2011 Acuerdo que determina la utilización de una medida alternativa para el cumplimiento de las finalidades de la Norma Oficial Mexicana NOM-007-SESH-2010, Vehículos para el transporte y distribución de Gas L.P.- Condiciones de seguridad, operación y mantenimiento DOF: 22-12-2011								
36	NOM-009-SESH-2011, Recipientes para contener Gas L.P., tipo no transportable. Especificaciones y métodos de prueba.	Numeral 13	No concordancia de estándares	La NOM-009-SESH-2011 establece las especificaciones mínimas de diseño y fabricación de recipientes para contener gas LP, no transportables ni expuestos a calentamiento por medios artificiales, destinados a plantas de almacenamiento, plantas de distribución, estaciones de	ASEA, SE, SENER	A5	Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado mexicano, así como el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar	En México, la falta de concordancia de las NOM debe declararse, de conformidad con el Artículo 41, fracción VI, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que las NOM deben contener el grado de conformidad con las normas y criterios internacionales.	Actualizar la NOM para que en la medida de lo posible esté en concordancia con normas internacionales. Algunas prácticas actuales pueden ya estar alineadas con normas internacionales, lo que facilitaría la transición. La NOM

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
	DOF: 08-09-2011 Modificación a la Norma Oficial Mexicana NOM-009-SESH-2011, Recipientes para contener Gas L.P., tipo no transportable. Especificaciones y métodos de prueba. DOF: 08-10-2013			gas LP, instalaciones de aprovechamiento de gas LP, depósitos de combustible para motores de combustión interna y depósitos para el transporte o distribución de gas LP en auto-tanques, remolques y semirremolques. Esta norma establece específicamente que no concuerda con normas internacionales. También establece que no había referencias internacionales al momento de elaborarla.			normas diferentes en México y en el extranjero, lo que generaría costos adicionales. Aunque en la práctica las normas mexicanas se hubieran adaptado (en parte) a las normas internacionales, de no actualizarse el texto legal de las NOM podría existir confusión entre los participantes en el mercado.	De acuerdo con el Programa Nacional de Normalización para 2018, esta norma se cancelará y reemplazará en 2018.	también debe señalar los casos en que no existan normas internacionales o mejores prácticas.
37	NOM-010-SESH-2012, Aparatos domésticos para cocinar alimentos que utilizan Gas L.P. o Gas Natural. Especificaciones y métodos de prueba. DOF: 29-05-2013 Nota Aclaratoria a la Norma Oficial	Numeral 15	No concordancia de estándares	Estas NOM establecen los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplir los aparatos de uso doméstico para cocinar alimentos que utilicen gas LP o gas natural. Estas normas establecen específicamente que no concuerdan con normas internacionales. También mencionan que no había referencias internacionales al momento de elaborarlas.	SENER, PROFECO	A5	Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado mexicano, así como el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar normas diferentes en México y en el extranjero, lo que generaría costos adicionales. Aunque en la práctica las normas mexicanas se hubieran adaptado (en parte) a las normas internacionales, de no actualizarse el texto	En México, la falta de concordancia de las NOM debe declararse, de conformidad con el Artículo 41, fracción VI, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que las NOM deben contener el grado de conformidad con las normas y criterios internacionales.	Actualizar las NOM para que en la medida de lo posible estén en concordancia con normas internacionales. Algunas prácticas actuales pueden ya estar alineadas con normas internacionales, lo que facilitaría la transición. Las NOM también deben señalar los casos en que no existan normas internacionales o mejores prácticas.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
	Mexicana NOM-010-SESH-2012, Aparatos domésticos para cocinar alimentos que utilizan Gas L.P. o Gas Natural. Especificaciones y métodos de prueba, publicada el 29 de mayo de 2013. DOF: 19-12-2014						legal de las NOM podría existir confusión entre los participantes en el mercado.		
38	NOM-011/1-SEDG-1999, Condiciones de seguridad de los recipientes portátiles para contener Gas L.P. en uso. DOF: 30-03-2000	Numeral 11	No concordancia de estándares	La NOM-011/1-SEDG-1999 establece las condiciones mínimas de seguridad de los recipientes portátiles para distribuir gas LP. La NOM también contiene especificaciones para el etiquetado de estos contenedores de modo que sea posible identificar al propietario-distribuidor. Esta norma establece específicamente que no concuerda con normas internacionales. También menciona que no había referencias internacionales al momento de su elaboración.	SE, SENER	A5	Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado mexicano, así como el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar normas diferentes en México y en el extranjero, lo que generaría costos adicionales. Aunque en la práctica las normas mexicanas se hubieran adaptado (en parte) a las normas internacionales, de no actualizarse el texto legal de las NOM podría existir confusión entre los	En México, la falta de concordancia de las NOM debe declararse, de conformidad con el Artículo 41, fracción VI, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que las NOM deben contener el grado de conformidad con las normas y criterios internacionales. De acuerdo con el Programa Nacional de Normalización para 2018, esta norma se cancelará y reemplazará en 2018.	Actualizar la NOM para que en la medida de lo posible esté en concordancia con normas internacionales. Algunas prácticas actuales pueden ya estar alineadas con normas internacionales, lo que facilitaría la transición. La NOM también debe señalar los casos en que no existan normas internacionales o mejores prácticas.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
39	NOM-011-SECRE-2000 Gas natural comprimido para uso automotor. Requisitos mínimos de seguridad en instalaciones vehiculares.  Aviso sobre la autorización para el uso de una tecnología alternativa para el cumplimiento de las finalidades de la Norma Oficial Mexicana NOM-011-SECRE-2000, Gas natural comprimido para uso automotor. Requisitos mínimos de seguridad en instalaciones vehiculares.	Numeral 10	No concordancia de estándares	La NOM-011-SECRE-2000 establece los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplir los vehículos de motor que usen como combustible gas natural comprimido. Esta norma establece específicamente que no concuerda con normas internacionales. También menciona que no había referencias internacionales al momento de su elaboración.	SENER por medio de CRE	A5	participantes en el mercado. Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado mexicano, así como el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar normas diferentes en México y en el extranjero, lo que generaría costos adicionales. Aunque en la práctica las normas mexicanas se hubieran adaptado (en parte) a las normas internacionales, de no actualizarse el texto legal de las NOM podría existir confusión entre los participantes en el mercado.	En México, la falta de concordancia de las NOM debe declararse, de conformidad con el Artículo 41, fracción VI, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que las NOM deben contener el grado de conformidad con las normas y criterios internacionales.	Actualizar la NOM para que en la medida de lo posible esté en concordancia con normas internacionales. Algunas prácticas actuales pueden ya estar alineadas con normas internacionales, lo que facilitaría la transición. La NOM también debe señalar los casos en que no existan normas internacionales o mejores prácticas.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
	DOF: 23-12-2014								
40	NOM-011-SESH-2012, Calentadores de agua de uso doméstico y comercial que utilizan como combustible Gas L.P. o Gas Natural.- Requisitos de seguridad, especificaciones, métodos de prueba, marcado e información comercial (cancela a la NOM-020-SEDG-2003). DOF: 12-04-2013	Numeral 15	No concordancia de estándares	La NOM-011-SESH-2012 establece los requisitos mínimos de seguridad, especificaciones, métodos de prueba, marcado e información comercial que deben cumplir los calentadores de agua domésticos y comerciales que utilizan como combustible gas LP o gas natural con una carga térmica no mayor que 108 kW. Esta norma establece específicamente que no concuerda con normas internacionales. También menciona que no había referencias internacionales al momento de su elaboración.	SENER, PROFECO	A5	Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado mexicano, así como el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar normas diferentes en México y en el extranjero, lo que generaría costos adicionales. Aunque en la práctica las normas mexicanas se hubieran adaptad (en parte) a las normas internacionales, de no actualizarse el texto legal de las NOM podría existir confusión entre los participantes en el mercado.	En México, la falta de concordancia de las NOM debe declararse, de conformidad con el Artículo 41, fracción VI, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que las NOM deben contener el grado de conformidad con las normas y criterios internacionales. De acuerdo con el Programa Nacional de Normalización para 2018, esta norma se cancelará y reemplazará en 2018.	Actualizar la NOM para que en la medida de lo posible esté en concordancia con normas internacionales. Algunas prácticas actuales pueden ya estar alineadas con normas internacionales, lo que facilitaría la transición. La NOM también debe señalar los casos en que no existan normas internacionales o mejores prácticas.
41	NOM-012-SESH-2010, Calefactores de ambiente para uso doméstico que empleen como combustible Gas L.P. o Natural. Requisitos de	Numeral 12	No concordancia de estándares	La NOM-012-SESH-2010 establece los requisitos mínimos de seguridad y métodos de prueba que deben cumplir los calefactores de ambiente de uso doméstico que empleen como combustible gas LP o gas natural, así como la información comercial que debe exhibirse en la etiqueta	SENER, PROFECO	A5	Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado mexicano, así como el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar	En México, la falta de concordancia de las NOM debe declararse, de conformidad con el Artículo 41, fracción VI, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que las NOM deben contener el grado de conformidad con las normas y criterios internacionales.	Actualizar las NOM para que en la medida de lo posible estén en concordancia con normas internacionales. Algunas prácticas actuales pueden ya estar alineadas con normas internacionales, lo que facilitaría la transición. Las NOM

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
	seguridad y métodos de prueba. DOF: 26-11-2010			del producto. Estas normas aplican a calefactores de ambiente de uso doméstico con potencia calorífica de 15 kW o menores.			normas diferentes en México y en el extranjero, lo que generaría costos adicionales. Aunque en la práctica las normas mexicanas se hubieran adaptado (en parte) a las normas internacionales, de no actualizarse el texto legal de las NOM podría existir confusión entre los participantes en el mercado.		también deben señalar los casos en que no existan normas internacionales o mejores prácticas.
	Aclaración a la Norma Oficial Mexicana NOM-012-SESH-2010, Calefactores de ambiente para uso doméstico que empleen como combustible Gas L.P. o Natural. Requisitos de seguridad y métodos de prueba, publicada el 26 de noviembre de 2010. DOF: 16-06-2011 Modificación de la Norma Oficial Mexicana NOM-012-SESH-2010, Calefactores de ambiente para uso doméstico que			Estas normas establecen específicamente que no concuerdan con normas internacionales. También mencionan que no había referencias internacionales al momento de su elaboración.					

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
	empleen como combustible Gas L.P. o Natural. Requisitos de seguridad y métodos de prueba. DOF: 14-10-2013								
42	NOM-013-SEDG-2002, Evaluación de espesores mediante medición ultrasónica usando el método de pulso-eco, para la verificación de recipientes tipo no portátil para contener Gas L.P., en uso. DOF: 26-04-2002	Numeral 10	No concordancia de estándares	La NOM-013-SEDG-2002 establece la evaluación con medición ultrasónica del espesor de la sección cilíndrica y casquetes de recipientes no portátiles de gas LP. Esta norma establece específicamente que no concuerda con normas internacionales. También menciona que no había referencias internacionales al momento de su elaboración.	ASEA, SENER	A5	Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado mexicano, así como el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar normas diferentes en México y en el extranjero, lo que generaría costos adicionales. Aunque en la práctica las normas mexicanas se hubieran adaptado (en parte) a las normas internacionales, de no actualizarse el texto legal de las NOM podría existir confusión entre los participantes en el mercado.	En México, la falta de concordancia de las NOM debe declararse, de conformidad con el Artículo 41, fracción VI, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que las NOM deben contener el grado de conformidad con las normas y criterios internacionales. De acuerdo con el Programa Nacional de Normalización para 2018, esta norma se cancelará y reemplazará en 2018.	Actualizar la NOM para que en la medida de lo posible esté en concordancia con normas internacionales. Algunas prácticas actuales pueden ya estar alineadas con normas internacionales, lo que facilitaría la transición. La NOM también debe señalar los casos en que no existan normas internacionales o mejores prácticas.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
43	NOM-014-SESH-2013, Conexión integral y conexión flexible que se utilizan en instalaciones de aprovechamiento de Gas L.P. o Gas Natural. Especificaciones y métodos de prueba. DOF: 16-10-2013	Numeral 13	No concordancia de estándares	La NOM-014-SESH-2013 establece las especificaciones, los requisitos mínimos de seguridad y métodos de prueba con que deben cumplir la conexión integral, la conexión integral flexible y la conexión flexible que se utilizan en las instalaciones de aprovechamiento de gas LP o gas natural, así como la información que debe exhibirse en el producto y su embalaje. Esta norma establece específicamente que no concuerda con normas internacionales. También menciona que no había referencias internacionales al momento de su elaboración.	SENER, PROFECO	A5	Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado mexicano, así como el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar normas diferentes en México y en el extranjero, lo que generaría costos adicionales. Aunque en la práctica las normas mexicanas se hubieran adaptado (en parte) a las normas internacionales, de no actualizarse el texto legal de las NOM podría existir confusión entre los participantes en el mercado.	En México, la falta de concordancia de las NOM debe declararse, de conformidad con el Artículo 41, fracción VI, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que las NOM deben contener el grado de conformidad con las normas y criterios internacionales. De acuerdo con el Programa Nacional de Normalización para 2018, esta norma se cancelará y reemplazará en 2018.	Actualizar la NOM para que en la medida de lo posible esté en concordancia con normas internacionales. Algunas prácticas actuales pueden ya estar alineadas con normas internacionales, lo que facilitaría la transición. La NOM también debe señalar los casos en que no existan normas internacionales o mejores prácticas.
44	NOM-015-SESH-2013, Reguladores de baja presión para Gas L.P. Especificaciones y métodos de prueba. DOF: 17-10-2013	Numeral 12	No concordancia de estándares	La NOM-015-SESH-2013 establece las especificaciones, requisitos mínimos de seguridad y métodos de prueba que deben cumplir los controles de baja presión de gas LP, y la información que debe exhibirse en el producto y su embalaje. Esta norma establece específicamente que no concuerda con normas internacionales. También	SENER, PROFECO	A5	Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado mexicano, así como el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar normas diferentes en México y en el extranjero, lo que	En México, la falta de concordancia de las NOM debe declararse, de conformidad con el Artículo 41, fracción VI, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que las NOM deben contener el grado de conformidad con las normas y criterios internacionales.	Actualizar la NOM para que en la medida de lo posible esté en concordancia con normas internacionales. Algunas prácticas actuales pueden ya estar alineadas con normas internacionales, lo que facilitaría la transición. La NOM también debe señalar los casos en que no existan normas

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
				menciona que no había referencias internacionales al momento de su elaboración.			generaría costos adicionales. Aunque en la práctica las normas mexicanas se hubieran adaptado (en parte) a las normas internacionales, de no actualizarse el texto legal de las NOM podría existir confusión entre los participantes en el mercado.		internacionales o mejores prácticas.
45	NOM-016-CRE-2016 Especificaciones de calidad de los petrolíferos. DOF: 29-08-2016 Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía que difiere el término del primer periodo para dar cumplimiento a la obligación de muestreo y la determinación de especificaciones de calidad de los	Numeral 9	No concordancia de estándares	La NOM-016-CRE-2016 establece las especificaciones de calidad que deben cumplir los petrolíferos en cada etapa de la cadena de valor. Las normas cubren los petrolíferos producidos en México y los importados. Estas normas establecen específicamente que no concuerdan con normas internacionales.	CRE	A5	Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado mexicano, así como el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar normas diferentes en México y en el extranjero, lo que generaría costos adicionales. Aunque en la práctica las normas mexicanas se hubieran adaptado (en parte) a las normas internacionales, de no actualizarse el texto legal de las NOM podría existir confusión entre los participantes en el mercado.	En México, la falta de concordancia de las NOM debe declararse, de conformidad con el Artículo 41, fracción VI, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que las NOM deben contener el grado de conformidad con las normas y criterios internacionales. De acuerdo con el Programa Nacional de Normalización para 2018, esta norma se cancelará y reemplazará en 2018.	Actualizar las NOM para que en la medida de lo posible estén en concordancia con normas internacionales. Algunas prácticas actuales pueden ya estar alineadas con normas internacionales, lo que facilitaría la transición. Las NOM también deben señalar los casos en que no existan normas internacionales o mejores prácticas.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
	Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía por el que se declara la terminación de la vigencia del artículo Segundo Transitorio, párrafo primero, de la Norma Oficial Mexicana NOM-016-CRE-2016, Especificaciones de calidad de los petrolíferos. DOF: 09-04-2018								
46	NOM-042-SEMARNAT-2003, que establece los límites máximos permisibles de emisión de hidrocarburos totales o no metano, monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno y	Numeral 5	No concordancia de estándares	La NOM-042-SEMARNAT-2003 establece las emisiones máximas permisibles de hidrocarburos totales o de no metano (HCNM), monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno (NOx) y partículas provenientes del escape de los vehículos automotores nuevos cuyo peso bruto vehicular no exceda 3 857 kg que usan gasolina, gas LP, gas natural y diésel, así como las emisiones de	SEMARNAT	A5	Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado mexicano, así como el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar normas diferentes en México y en el extranjero, lo que generaría costos	En México, la falta de concordancia de las NOM debe declararse, de conformidad con el Artículo 41, fracción VI, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que las NOM deben contener el grado de conformidad con las normas y criterios internacionales. De acuerdo con el Programa Nacional de Normalización para 2018,	Actualizar la NOM para que en la medida de lo posible esté en concordancia con normas internacionales. Algunas prácticas actuales pueden ya estar alineadas con normas internacionales, lo que facilitaría la transición. La NOM también debe señalar los casos en que no existan normas

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
	partículas provenientes del escape de los vehículos automotores nuevos cuyo peso bruto vehicular no exceda los 3 857 kilogramos, que usan gasolina, gas licuado de petróleo, gas natural y diésel, así como de las emisiones de hidrocarburos evaporativos provenientes del sistema de combustible de dichos vehículos. DOF: 07-09-2005			hidrocarburos evaporativos provenientes del sistema de combustible de dichos vehículos. Esta norma establece específicamente que no concuerda con normas internacionales.			adicionales. Aunque en la práctica las normas mexicanas se hubieran adaptado (en parte) a las normas internacionales, de no actualizarse el texto legal de las NOM podría existir confusión entre los participantes en el mercado.	esta norma se cancelará y reemplazará en 2018.	internacionales o mejores prácticas.
47	NOM-047-SEMARNAT-2014, que establece las características del equipo y el procedimiento de medición para la	Numeral 11	No concordancia de estándares	La NOM-047-SEMARNAT-2014 establece las características del equipo y procedimientos de medición para la verificación de los límites de emisión máximos de contaminantes provenientes de vehículos automotores que usan	SCT, SE, SEMARNAT, Gobierno de la Ciudad de México, gobierno	A5	Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado mexicano, así como el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los	En México, la falta de concordancia de las NOM debe declararse, de conformidad con el Artículo 41, fracción VI, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que las NOM deben contener el grado de	Actualizar la NOM para que en la medida de lo posible esté en concordancia con normas internacionales. Algunas prácticas actuales pueden ya estar alineadas con normas internacionales,

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
	verificación de los límites de emisión de contaminantes, provenientes de los vehículos automotores en circulación que usan gasolina, gas licuado de petróleo, gas natural u otros combustibles alternos. DOF: 26-11-2014			gasolina, gas LP, gas natural u otros combustibles. Esta norma establece específicamente que no concuerda con normas internacionales. También menciona que no había referencias internacionales al momento de su elaboración.	s estatales, municipios		productores podrían tener que aplicar normas diferentes en México y en el extranjero, lo que generaría costos adicionales. Aunque en la práctica las normas mexicanas se hubieran adaptado (en parte) a las normas internacionales, de no actualizarse el texto legal de las NOM podría existir confusión entre los participantes en el mercado.	conformidad con las normas y criterios internacionales. De acuerdo con el Programa Nacional de Normalización para 2018, esta norma se cancelará y reemplazará en 2018.	lo que facilitaría la transición. La NOM también debe señalar los casos en que no existan normas internacionales o mejores prácticas.
48	NOM-076-SEMARNAT-2012, que establece los niveles máximos permisibles de emisión de hidrocarburos no quemados, monóxido de carbono y óxidos de nitrógeno provenientes del escape, así como de hidrocarburos evaporativos provenientes	Numeral 6	No concordancia de estándares	La NOM-076-SEMARNAT-2012 establece los límites máximos permisibles de las emisiones de hidrocarburos (HC), hidrocarburos no metano (HCNM), monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno (NOx) e hidrocarburos no metano más óxidos de nitrógeno (HCNM+NOx) provenientes del escape de motores nuevos con peso bruto de más de 3 857 kg que usan gasolina, gas LP, gas natural y otros combustibles. Esta norma establece específicamente que no concuerda con normas	SEMARNAT	A5	Podría dificultarse el acceso de empresas extranjeras al mercado mexicano, así como el acceso de los productores mexicanos a los mercados extranjeros. En particular, los productores podrían tener que aplicar normas diferentes en México y en el extranjero, lo que generaría costos adicionales. Aunque en la práctica las normas mexicanas se hubieran adaptado (en parte) a las normas internacionales, de no actualizarse el texto legal de las NOM podría	En México, la falta de concordancia de las NOM debe declararse, de conformidad con el Artículo 41, fracción VI, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que establece que las NOM deben contener el grado de conformidad con las normas y criterios internacionales.	Actualizar la NOM para que en la medida de lo posible esté en concordancia con normas internacionales. Algunas prácticas actuales pueden ya estar alineadas con normas internacionales, lo que facilitaría la transición. La NOM también debe señalar los casos en que no existan normas internacionales o mejores prácticas.

Núm.	Título de la norma	Artículo	Categoría temática/ Palabra clave	Breve descripción de obstáculos potenciales	Autoridad relevante	Pregunta del manual	Daño a la competencia	Objetivo del legislador	Recomendaciones
	del sistema de combustible, que usan gasolina, gas licuado de petróleo, gas natural y otros combustibles alternos y que se utilizarán para la propulsión de vehículos automotores con peso bruto vehicular mayor de 3 857 kilogramos nuevos en planta. DOF: 27-11-2012			internacionales. Sin embargo, la norma también menciona que se tomó en cuenta la legislación de Estados Unidos y de Europa.			existir confusión entre los participantes en el mercado.		

www.oecd.org/competition

