



“POLÍTICA PÚBLICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL”

Un proceso estratégico

2 0 1 6



CONTENIDO

1	Objetivo y Visión	7
1.1	Objetivo	7
1.2	Visión	7
2	Marco Normativo.....	8
2.1	Facultades de la SENER.....	8
2.2	Alineación con el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018.....	9
3	Diagnóstico.....	11
3.1	Antecedentes	11
3.1.1	Reforma de 1995.....	11
3.1.2	Reforma Energética de 2008.....	11
3.1.3	Reforma Energética de 2013.....	14
3.2	Estructura del Mercado.....	16
3.2.1	Exploración y Producción	16
3.2.2	Procesamiento.....	17
3.2.3	Transporte y Almacenamiento.....	17
3.2.4	Gas Natural Licuado.....	18
3.2.5	Comercialización.....	19
4	Experiencias internacionales de liberalización en el mercado de gas natural.....	20
4.1	Liberalización del Mercado en Estados Unidos de América	20
4.2	Liberalización del Mercado en Europa.....	21
5	Estrategia para la implementación del Mercado de Gas Natural.....	22
5.1	Acciones necesarias para la implementación.....	22
5.1.1	Información Suficiente	22
5.1.2	Reserva de Capacidad y Acceso Abierto Efectivo.....	23

5.1.3	Competencia en las Actividades de Comercialización.....	25
5.2	Implementación.....	25
5.2.1	Corto plazo.....	25
5.2.2	Mediano plazo.....	26
5.2.3	Largo plazo.....	27
	Glosario.....	28
	Bibliografía.....	30

CUADROS

Cuadro 1. Centros Procesadores de Gas en México. MMpcd.....	18
Cuadro 2. Terminales de regasificación de GNL.....	19

FIGURAS

Figura 1. Alineación con el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018.....	10
Figura 2. Organización industrial antes de la reforma de 1995.....	12
Figura 3. Organización industrial con la implementación de la Reforma de 1995.....	13
Figura 4. Organización industrial con la Reforma de 2013.....	15
Figura 5. Ejemplos de puntos en la Red Nacional de Gasoducto para el cálculo de índices de precios de referencia.....	24
Figura 6. Implementación del Mercado de Gas Natural.....	27

OBJETIVO Y VISIÓN

1.1 Objetivo

El objetivo que busca la Secretaría de Energía con la publicación del presente documento es establecer la política pública que fomente el desarrollo de un mercado competitivo de gas natural, para contribuir con la seguridad energética del país y la continuidad del suministro de dicho hidrocarburo.

Para alcanzar lo anterior, es necesario plantear una estrategia con acciones de corto, mediano y largo plazo, encaminadas a que los participantes del mercado cuenten con:

- a. Información confiable y oportuna para la toma de decisiones.
- b. Reserva de capacidad de transporte en el Sistrangas.
- c. Condiciones adecuadas de competencia en la comercialización de gas natural.

De conformidad con el orden institucional establecido por la Reforma Energética de 2013, la estrategia planteada en el presente documento ha sido consensuada con:

- Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
- Órgano de Gobierno de la Comisión Reguladora de Energía.
- Centro Nacional de Control del Gas Natural.

1.2 Visión

En el 2018, México cuenta con un mercado competitivo de gas natural.

El presente documento delinea las acciones para generar los incentivos necesarios para el establecimiento de un mercado, apoyado en el registro y publicidad de las transacciones de gas natural.

La publicidad sobre las transacciones comerciales contribuye a alcanzar la condición de liquidez en el mercado, la cual se caracteriza por lo siguiente:

1. Disponibilidad de información que permita a los participantes del mercado tomar decisiones.
2. Acceso a infraestructura de transporte que permita la asignación eficiente de la capacidad.
3. Existencia de múltiples oferentes y compradores.

MARCO NORMATIVO

El 21 de diciembre de 2013, entró en vigor el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía.¹

Dicho Decreto modificó los artículos 25, 27 y 28 constitucionales, con el objetivo de modernizar el sector energético nacional, reafirmando la propiedad de la Nación sobre los hidrocarburos del subsuelo y manteniendo la correspondiente rectoría del Estado.

Los Transitorios del Decreto trazan las características fundamentales de un nuevo modelo para la industria de hidrocarburos, que fomente la participación de los particulares en actividades de producción, procesamiento, transporte y comercialización de gas natural, entre otras.

Bajo este nuevo modelo, Pemex y la CFE se convirtieron en EPE, con el objetivo de crear valor económico e incrementar los ingresos de la Nación, con sentido de equidad y responsabilidad social y ambiental. Las EPE cuentan con autonomía presupuestal, técnica y de gestión. Además, su organización, administración y estructura corporativa corresponden a las mejores prácticas a nivel internacional.

Ello fortalece el arreglo institucional del sector energético, mediante una distribución clara y armónica entre la definición de política pública y la regulación y supervisión de las actividades del sector.

De ahí la importancia de la separación de atribuciones y facultades entre las autoridades del sector energético, así como de la nueva naturaleza de los órganos reguladores.

Para contribuir a los objetivos del reciente marco legal, es necesario que la SENER determine una

política pública que coadyuve a garantizar el suministro de gas natural, a fin de salvaguardar los intereses y la seguridad nacionales.

En consecuencia, el presente documento establece las directrices de política pública que permitirán la diversificación y desarrollo de un **Mercado de Gas Natural** competitivo y, por lo tanto, eficiente.

El desarrollo del mercado señalado involucra, al menos, las actividades de transporte y comercialización de gas natural, mismas que son reguladas por la CRE.²

2.1 Facultades de la SENER

El Transitorio Décimo del Decreto estableció que el Congreso de la Unión debía realizar las adecuaciones necesarias al marco jurídico a fin de establecer atribuciones a diversas dependencias y órganos de la Administración Pública Federal, entre las que destaca la prevista para la SENER relativa a establecer, conducir y coordinar la política energética.

Como parte de las adecuaciones al marco jurídico requeridas por mandato constitucional, el 11 de agosto de 2014 se publicaron en el DOF reformas a diversos artículos de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, así como la Ley de Hidrocarburos, entre otros ordenamientos legales.

La Ley Orgánica de la Administración Pública Federal³ faculta a la SENER para establecer, conducir y coordinar la política energética del país, así como supervisar su cumplimiento con prioridad en la seguridad y diversificación energéticas, así como fomentar y vigilar un adecuado suministro de los combustibles en el territorio nacional.

¹ Publicado en el DOF el 20 de diciembre de 2013.

² Artículo 48, fracción II, Ley de Hidrocarburos.

³ Artículo 33, fracciones I y XXV.

Asimismo, la Ley de Hidrocarburos establece la facultad de la SENER para determinar la política pública en materia energética aplicable a la garantía de suministro de hidrocarburos, a fin de salvaguardar los intereses y la seguridad nacionales, debiendo orientar sus actividades con base en los objetivos de dicha política pública. Lo anterior debe considerar la continuidad del suministro de combustibles —como el gas natural— y la diversificación de mercados, entre otras.⁴

Con base en lo anterior, la CRE deberá incorporar a la regulación de las actividades que le competen, las directrices de política pública contenidas en el presente documento.⁵

Las EPE, sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales, deberán realizar las acciones necesarias para garantizar que sus actividades y operaciones no obstaculicen la competencia, el desarrollo eficiente de los mercados, así como la política pública en materia energética, conforme a la facultad de instruir lo anterior conferida a la SENER en la Ley de Hidrocarburos.⁶

2.2 Alineación con el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018

El presente documento se alinea a la meta nacional *México Próspero* del Plan Nacional de Desarrollo (ver Figura 1), en particular con los siguientes objetivos:

- Abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva.
- Garantizar reglas claras que incentiven el desarrollo de un mercado interno competitivo.

Las directrices de política pública descritas en este documento fortalecerán al mercado de gas natural, impulsando los marcos regulatorios para asegurar el abastecimiento de energía en óptimas condiciones de seguridad, calidad y precio, a partir de la competencia y la eficiencia de los mercados.

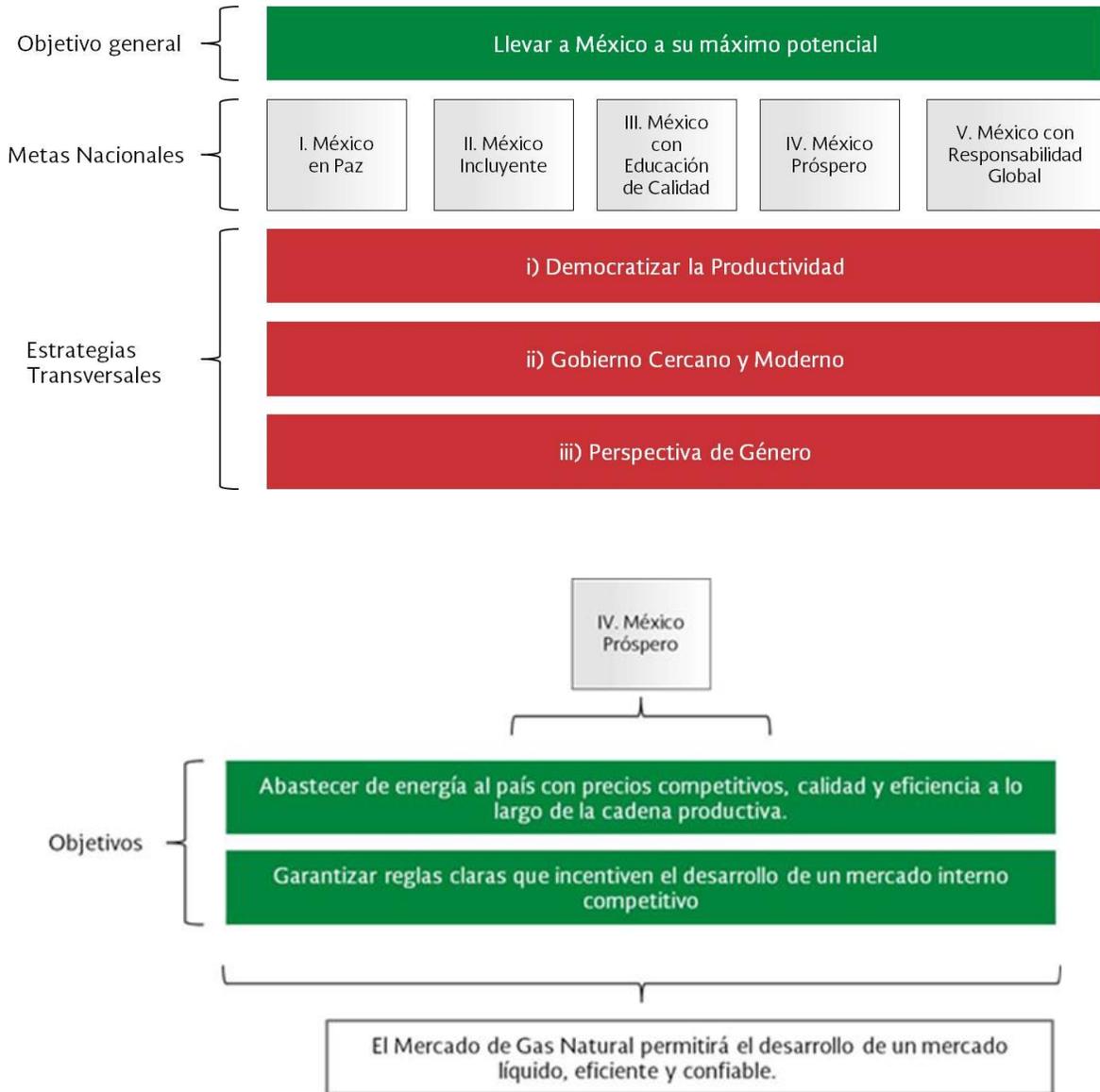
Lo anterior, sin descuidar la aplicación de la legislación en materia de competencia económica, con el fin de prevenir y eliminar las prácticas monopólicas y las concentraciones de mercado que atenten contra la competencia y la libre concurrencia en los mercados.

⁴ Artículo 80, fracción II, y último párrafo.

⁵ Artículo 80, fracción VI, Ley de Hidrocarburos.

⁶ Artículo 80, fracción III.

Figura 1. Alineación con el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018



Fuente: PND y SENER.

DIAGNÓSTICO

3.1 Antecedentes

Los cambios legales y regulatorios en la industria del gas natural, implementados a partir de la segunda mitad de la década de los noventa, han tenido como objetivos asegurar la continuidad del suministro del hidrocarburo, procurar un ambiente competitivo y fomentar el desarrollo industrial.

3.1.1 Reforma de 1995

Durante la mayor parte del siglo XX, la organización industrial del gas natural constituía un monopolio verticalmente integrado en todas las actividades de la cadena de valor (ver Figura 2).

El primer paso para la apertura en el mercado del gas natural se dio en 1995, cuando el H. Congreso de la Unión aprobó las modificaciones a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y expidió la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, publicada en el DOF el 31 de octubre de 1995. Esta reforma perseguía los siguientes objetivos:

1. Reafirmar el carácter estratégico, de la exploración, explotación y producción de gas natural, incluyendo su procesamiento.
2. Permitir la participación de particulares en las actividades de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, así como su participación en la construcción, propiedad y operación de la infraestructura asociada a dichas actividades.
3. Promover la participación de particulares en la actividad de transporte y distribución por medio de ductos, con el fin de fortalecer la industria del gas natural y las actividades productivas (ver Figura 3).

La Reforma Energética de 1995 dotó a la CRE, que había sido creada dos años antes mediante un Decreto Presidencial, de las atribuciones necesarias para regular a los particulares en

aquellas actividades donde se les permitió participar, además de regular a Pemex en aquéllas en las que previamente participaba.

En particular, esta Ley definió a la CRE como un órgano desconcentrado de la SENER, con autonomía técnica, operativa y financiera, y con el objetivo, entre otros, de instrumentar la regulación de la industria del gas natural.

Adicionalmente, en noviembre de 1995 se expidió el Reglamento de Gas Natural, mismo que reguló la participación de Pemex y los particulares en la industria del gas natural.

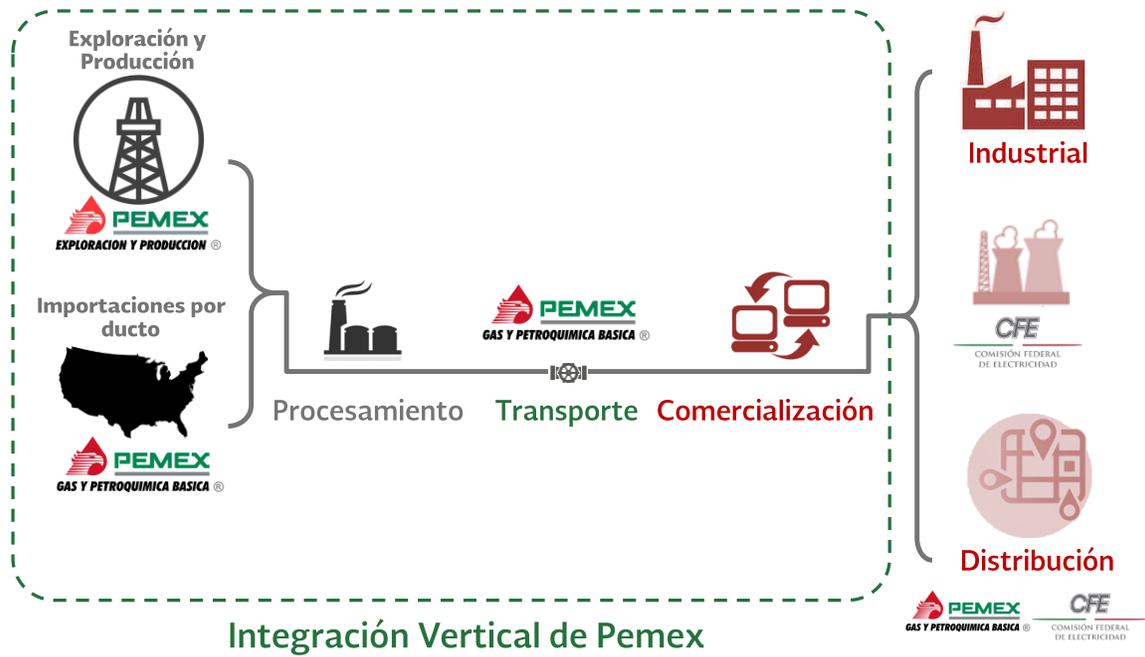
3.1.2 Reforma Energética de 2008

La Reforma Energética de 2008 tuvo como objetivo fortalecer a la SENER y a la CRE como instancias responsables de la política pública en materia de energía, y de la regulación de las actividades en el ámbito de su competencia, respectivamente.

En materia de gas natural, esta Reforma fortaleció a la CRE como el organismo encargado de expedir los términos y condiciones a los que se sujeta la VPM.⁷

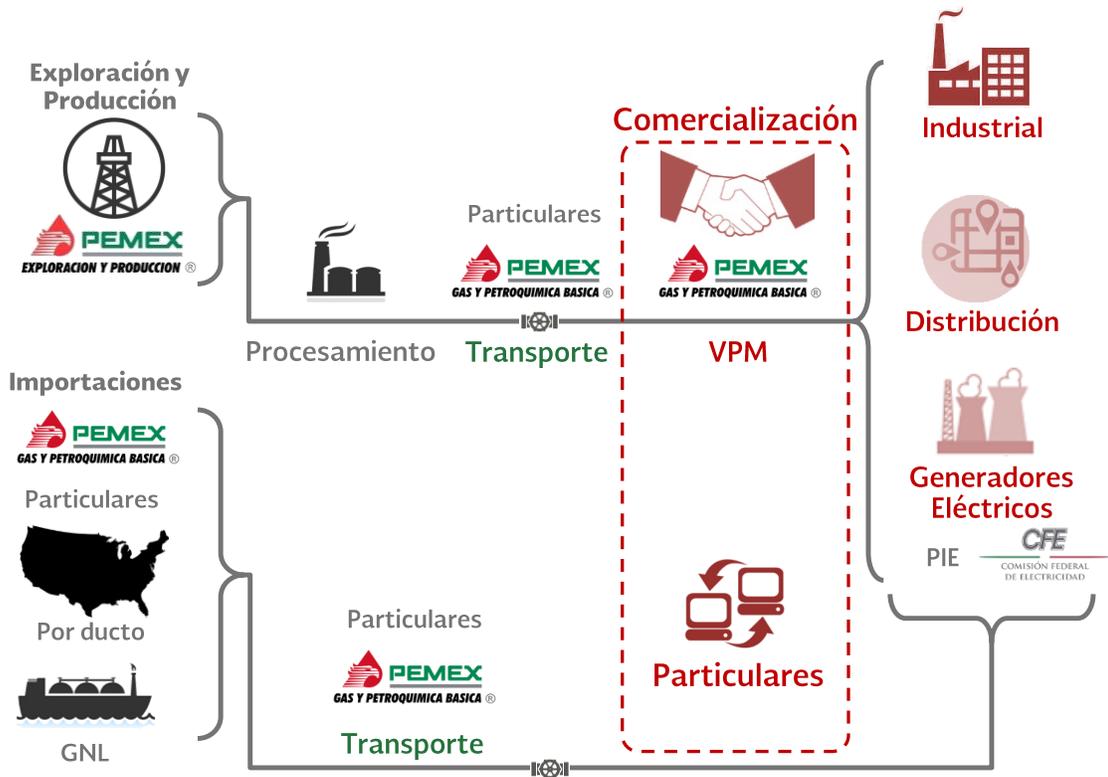
⁷ Artículos 2, fracción V, y 3, fracción VII, Ley de la Comisión Reguladora de Energía.

Figura 2. Organización industrial antes de la reforma de 1995



Fuente: SENER.

Figura 3. Organización industrial con la implementación de la Reforma de 1995



Precios y tarifas de transporte del gas natural regulados por la CRE

Fuente: SENER.

3.1.3 Reforma Energética de 2013

El 20 de diciembre de 2013 se publicó el Decreto que estableció un nuevo marco regulatorio para el sector energético, el cual permite la participación de particulares en las diferentes actividades que integran el sector energético en México.

Una de las principales motivaciones de la Reforma Energética derivó de la necesidad de incentivar el desarrollo en el sector hidrocarburos, a través de la participación de nuevas empresas que aporten tecnologías, experiencias e inversión en aquellos yacimientos de mayor complejidad en los cuales Pemex no cuenta con las capacidades técnicas, financieras y de gestión.

Adicionalmente, se previó que la participación de particulares fomentara la competencia en la industria energética nacional así como promover la inclusión y desarrollo de empresas nacionales en la cadena de valor (ver Figura 4). Lo anterior, permitirá la generación de mayores beneficios en otras industrias y fomentará el desarrollo económico regional y nacional.

El nuevo modelo energético fortalece la rectoría del Estado sobre la industria petrolera y conserva para la Nación la propiedad de los hidrocarburos en el subsuelo. Al mismo tiempo, la Reforma permite que el sector energético se beneficie con la participación de particulares en toda la cadena de valor del sector hidrocarburos.

A partir del nuevo marco constitucional del sector, se reformaron 12 leyes, y se expidieron otras 9, incluyendo la Ley de Hidrocarburos, en la cual se materializa el nuevo modelo energético establecido por la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

Otro hito sustancial de la reforma constitucional fue la creación del CENAGAS, organismo público descentralizado encargado de la gestión, administración y operación del Sistrangas.

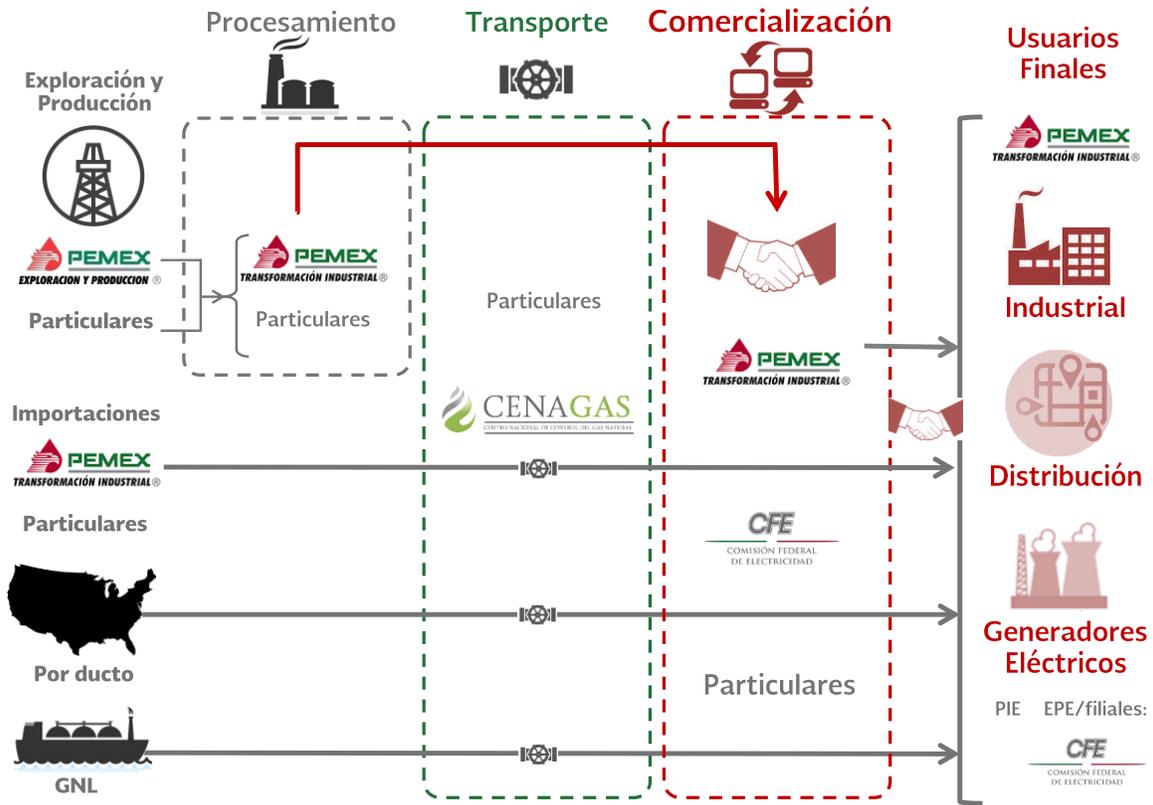
En el ámbito de la industria del gas natural, la Reforma Energética estableció la obligación de llevar a cabo la desintegración vertical en actividades estratégicas de la cadena de valor. En particular, establece que los permisionarios de transporte por ducto de gas natural no podrán comercializar el hidrocarburo; de esta manera se eliminan los conflictos de interés entre las actividades de comercialización y transporte, derivados de la integración vertical.

En consecuencia, los dos sistemas de transporte de gas natural por ducto que pertenecían a Pemex —el SNG y el SNH— fueron transferidos al CENAGAS.

Por otro lado, la Reforma Energética fortaleció a las empresas nacionales, Pemex y CFE, al transformarlas en EPE y establecer que su objeto reside en la creación de valor económico e incrementar los ingresos de la Nación, con sentido de equidad y responsabilidad social y ambiental.

Finalmente, se fortaleció significativamente a los reguladores del sector, al otorgarles la naturaleza de Órganos Reguladores Coordinados del Sector Energético, con personalidad jurídica propia, autonomía técnica y de gestión, así como solvencia financiera.

Figura 4. Organización industrial con la Reforma de 2013



Fuente: SENER.

3.2 Estructura del Mercado

La cadena de valor del gas natural involucra diversas actividades que van desde la exploración y producción del hidrocarburo hasta su comercialización al usuario final, pasando por el procesamiento y el transporte, almacenamiento y distribución.

3.2.1 Exploración y Producción

Antes de la Reforma Energética de 2013, Pemex constituía un monopolio legal y era el responsable de llevar a cabo las actividades de exploración y producción de gas natural, sin importar restricciones financieras, operativas o tecnológicas.

Si bien los particulares tienen la posibilidad de producir gas natural en el país, Pemex continuará siendo el principal productor por muchos años. Derivado de la Reforma Energética las rondas de licitación de áreas contractuales para la exploración y extracción de hidrocarburos permitirán que, en el corto y mediano plazo, existan otras empresas que realicen estas actividades, para beneficio de los usuarios finales.

De conformidad con la Constitución, la Nación llevará a cabo la exploración y extracción de los hidrocarburos en términos de la Ley Reglamentaria correspondiente.⁸

Por su parte, la Ley de Hidrocarburos determina que solo el Ejecutivo Federal, por conducto de la CNH, podrá celebrar contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos y que la selección del contratista tendrá lugar a través de un proceso de licitación, en los que pueden participar las EPE y los particulares en igualdad de condiciones.

El modelo de contratación para cada área que se licite podrá prever, entre otros, los contratos de servicios, de utilidad o producción compartida, o de licencia.⁹

Los referidos procesos se están llevando a cabo mediante Rondas de Licitación que realiza la CNH, con la intervención que corresponde a la SENER y la SHCP en términos de las disposiciones aplicables.

Por otra parte, el Decreto estableció que Pemex tuviera derecho a la adjudicación de áreas en exploración y campos en producción que estuviera en capacidad de operar a través de asignaciones. En este proceso, conocido como Ronda Cero, la SENER, con la asistencia técnica de la CNH, otorgó a dicha empresa 489 títulos de asignación.¹⁰

La denominada Ronda Uno es el primer proceso licitatorio en donde pueden participar personas morales constituidas de conformidad con la legislación mexicana, junto con las EPE. Las primeras dos licitaciones de esta Ronda se enfocaron en áreas de exploración y campos de extracción en aguas someras, respectivamente.

Por su parte, la Tercera Licitación de la Ronda Uno ofertó campos de extracción en zonas terrestres y se adjudicaron 25 contratos de licencias para la producción de gas y aceite. A la fecha se han firmado 19 contratos. Se espera que la CNH firme los 6 contratos restantes con los segundos lugares de la licitación, debido a que los ganadores no cumplieron alguno de los requisitos establecidos en las bases.

Como consecuencia de lo anterior, bajo el nuevo régimen de hidrocarburos en México, tanto Pemex como los particulares pueden realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, para posteriormente suministrar el gas natural tanto a los ductos de transporte para el suministro de usuarios finales, como para plantas de procesamiento.

⁸ Artículos 25, párrafo cuarto, 27, párrafo séptimo y 28, párrafo cuarto, de la Constitución.

⁹ Artículo 18, Ley de Hidrocarburos.

¹⁰ Transitorio Sexto del Decreto.

3.2.2 Procesamiento

El gas natural húmedo extraído del subsuelo requiere de varios procesos para separar el metano de otros hidrocarburos más pesados presentes en el gas. La Reforma Energética de 2013 permite que la actividad de procesamiento de gas natural pueda ser llevada a cabo tanto por Pemex como por empresas particulares.

Los interesados en realizar dicha actividad deben obtener un permiso expedido por la SENER. Actualmente, Pemex es la única empresa que cuenta con complejos de procesamiento de gas natural en el país. La EPE cuenta con los permisos correspondientes para sus 9 centros de procesamiento desde el 30 de junio de 2015 (ver Cuadro 1).

En los referidos complejos, el gas natural es procesado para obtener gas seco, el cual se compone en mayor proporción por metano. Asimismo, este proceso permite la obtención de otros productos, denominados líquidos del gas natural, tales como etano, gas licuado de petróleo, gasolinas naturales, y naftas, mismos que son comercializados en el mercado.

3.2.3 Transporte y Almacenamiento

El gas natural obtenido de los complejos procesadores de gas, extraído de yacimientos de gas seco, y el importado, puede ser transportado y distribuido hacia los usuarios finales a través de gasoductos.

Desde 1995, los particulares pueden obtener permisos de la CRE para la prestación del servicio de transporte o distribución de gas natural por medio de ductos.

El transporte por gasoducto es la manera más eficiente de conducir el gas natural, sobre todo a escalas mayores. Por tal motivo, se estima que dicha actividad constituye un monopolio natural. Dada esta condición, los permisos de transporte involucran la regulación económica de la actividad, así como la expedición de términos y condiciones generales, el acceso abierto no indebidamente discriminatorio y la aprobación de tarifas por parte de la CRE. Dichas tarifas emulan

a aquellas que los transportistas cobrarían en un ambiente competitivo.

En virtud de lo establecido en la Reforma Energética de 2013, y con el fin de evitar la integración vertical en la cadena de valor del gas natural—esto es, que una misma empresa realice actividades de procesamiento, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización— Pemex transfirió¹¹ la propiedad de su infraestructura para el transporte por ducto de gas natural al CENAGAS.

El CENAGAS es el gestor y administrador independiente del Sistrangas, que se conforma por la red de gasoductos anteriormente propiedad de Pemex que integraba el SNG, y demás instalaciones vinculadas a la infraestructura de transporte de gas natural, además de aquellos ductos propiedad de particulares que se encuentran integrados a éste para efectos tarifarios. Al ejercicio de 2016, dicho ductos son los siguientes: Gasoductos de Tamaulipas, Gasoductos del Bajío, Transportadora de Gas Natural de Zacatecas, Gasoductos del Noreste (Los Ramones, Fase I), TAG Pipelines Norte (Los Ramones Fase II Norte) y TAG Pipelines Sur (Los Ramones Fase II Sur).

La Ley de Hidrocarburos¹² establece que el CENAGAS deberá proponer quinquenalmente a la SENER, para su aprobación, previa opinión técnica de la CRE, el Plan Quinquenal de Expansión del Sistrangas, mismo que tiene revisiones anuales.

Dicho Plan contiene la planeación indicativa propuesta por el CENAGAS, además de los proyectos de cobertura social y aquellos que la SENER considere estratégicos para garantizar el desarrollo eficiente del Sistema.

¹¹ De conformidad con el Décimo Segundo Transitorio de la Ley de Hidrocarburos.

¹² Artículo 69, Ley de Hidrocarburos.

Cuadro 1. Centros Procesadores de Gas en México. MMpcd

Centro Procesador	Capacidad instalada de recuperación de líquidos	Producción de Gas Seco ^{1/}
Nuevo Pemex	1,500	890.9
Burgos	1,200	817.4
Cactus	1,275	782.1
Ciudad Pemex	915	760.0
La Venta	182	139.0
Poza Rica	490	44.9
Arenque	33	29.9
Matapionche	125	22.8
Área de Coatzacoalcos	192	0.0
Total	5,912	3,487.0

^{1/} Promedio de producción anual, 2012-2015.
Fuente: Sistema de Información Energética, SENER.

Actualmente, el Plan Quinquenal de Expansión del Sistrangas se encuentra bajo evaluación del CENAGAS a fin de verificar su vigencia ante la evolución del mercado de gas natural. Derivado de dicha revisión se realizarán los ajustes necesarios para garantizar el funcionamiento del Sistema, los cuales se someterán a opinión técnica de la CRE y se propondrán a la SENER para su publicación.

Derivado del crecimiento de la demanda de gas natural en México —principalmente la correspondiente al sector eléctrico—, la CFE, en colaboración con empresas particulares, ha detonado inversiones para el desarrollo de infraestructura de transporte de gas natural que aumentarán la existente, en más de 8 mil kilómetros. Con lo anterior se espera que la Red Nacional de Gasoductos llegue a más de 21 mil kilómetros en el año 2019.

Actualmente, los usuarios del Sistrangas, con excepción de algunos usuarios eléctricos, son suministrados mediante un esquema que no prevé reserva de capacidad para el transporte en firme del gas natural.

Una de las medidas clave para lograr el desarrollo de un mercado competitivo de gas natural es la implementación de la reserva de capacidad para los usuarios del Sistrangas.

Con el fin de brindar seguridad en el suministro de gas natural durante la ocurrencia de contingencias, la SENER se encuentra elaborando la política pública en materia de los niveles

mínimos de almacenamiento integrado a los sistemas de transporte.

Actualmente, las terminales de regasificación de GNL sirven como instalaciones de almacenamiento, en las cuales los distintos participantes del sector, incluidos la CFE, el CENAGAS y los comercializadores, pueden reservar capacidad (ver Cuadro 2).

3.2.4 Gas Natural Licuado

El principal componente de la demanda de gas natural en México es el de la generación eléctrica. Debido a esto, la CFE promovió la importación de GNL por parte de comercializadores particulares, para su posterior consumo en centrales de generación eléctrica.

En México existen 3 terminales de regasificación que reciben GNL de importación transportado por buque, la cual cuenta con una capacidad máxima de regasificación de 2,290 MMpcd (ver Cuadro 2).

Estas importaciones provienen de países como Perú, Qatar, Trinidad y Tobago, Egipto, Australia y Angola. De estas 3 terminales, ubicadas en Manzanillo, Colima, Altamira, Tamaulipas, y Ensenada, Baja California, las 2 primeras se encuentran interconectadas al Sistrangas.

Cuadro 2. Terminales de regasificación de GNL

Terminal	Capacidad instalada de regasificación MMpcd	Capacidad de Almacenamiento m ³
Terminal Energía Costa Azul	1,300	320,000
Terminal de GNL de Altamira	1,120	300,000
Terminal de GNL KMS	500	300,000
Total	2,290	920,000

Fuente: Prospectiva de Gas Natural y Gas LP 2015-2029, SENER.

En las terminales conectadas al Sistrangas, la CFE adquiere GNL de diversos comercializadores para consumo en sus centrales de generación, ya sean aledañas a las terminales, o bien, suministradas mediante gasoductos de transporte.

Desde 2013, México también ha importado GNL para satisfacer la demanda de gas natural. Bajo este esquema, el país ha importado cargamentos de GNL a través de las terminales de Manzanillo y Altamira.

El gas regasificado es inyectado al Sistrangas y transportado a los usuarios finales. Dado que el precio del GNL importado es mayor al precio de referencia de Norteamérica,¹³ éste es socializado entre los usuarios del Sistrangas mediante un cargo denominado ajuste por balanceo, mismo que se cobra como parte de la tarifa de transporte autorizada por la CRE.

3.2.5 Comercialización

A la fecha, el gas natural que se obtiene de los complejos procesadores de gas, o bien, el importado, y que posteriormente es transportado por ducto, usualmente es entregado a los usuarios finales por medio de un contrato de suministro con Pemex.

Además de la separación entre las actividades de transporte y comercialización, el nuevo marco normativo establece que la comercialización de gas natural requiere de un permiso expedido por la CRE.¹⁴

Actualmente, la mayoría de los contratos de suministro son firmados entre los usuarios finales y Pemex, a través de su empresa productiva subsidiaria denominada Pemex-Transformación Industrial.

Como parte de la regulación económica a la que es sujeto Pemex —derivado de su posición de mercado—, la CRE emitió una resolución¹⁵ mediante la cual se obliga a la EPE a instrumentar un Programa de Cesión Gradual de Contratos.

Dicho Programa establece que en un plazo máximo de 4 años, a partir de su autorización por la CRE, la EPE deberá ceder el equivalente al 70 por ciento de su cartera de contratos en materia de comercialización de gas natural, sin incluir los volúmenes que utiliza la propia EPE para propósitos de transformación industrial.

¹³ El precio del gas natural en México tiene como principal referencia al índice *Henry Hub* del mercado estadounidense.

¹⁴ Artículo 48, fracción II, Ley de Hidrocarburos.

¹⁵ RES/997/2015.

EXPERIENCIAS INTERNACIONALES DE LIBERALIZACIÓN EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

En los últimos 30 años, y en distintos países, ha habido un proceso gradual de liberalización en la cadena de valor del gas natural. Los casos más representativos son los mercados de Estados Unidos de América y Europa.

En ambas experiencias, los usuarios finales han sido beneficiados por dos aspectos: (i) eliminación de la sobrerregulación en mercados en los cuales no existe la presencia de monopolios, y (ii) regulación robusta y adecuada en aquellos segmentos de la cadena de valor que constituyen monopolios naturales.

4.1 Liberalización del Mercado en Estados Unidos de América

La industria del gas natural en dicho país ha tenido varios episodios con distintas clases de regulación a lo largo de los últimos 80 años.

La regulación del mercado de gas natural en Estados Unidos de América comenzó en 1938, con la promulgación de la *Natural Gas Act*, misma que estableció las bases de la regulación en precios y otras actividades, mediante la creación de la *Federal Power Commission*, antecedente directo del órgano regulador de energía a nivel federal, la FERC.

Para la década de 1970, las agencias gubernamentales controlaban todos los aspectos del mercado. La regulación no sólo abarcaba a segmentos con la presencia de monopolios naturales, tales como el transporte y la distribución, sino también a actividades cuya naturaleza, en principio, es competitiva, como la producción y la comercialización al por mayor.

La regulación excesiva tuvo efectos dañinos en el mercado de gas natural, en especial para los usuarios finales, tal como aconteció con el

desabasto en los estados del noroeste y medio oeste del país,¹⁶ durante la mencionada década.

Con el fin de eliminar los anteriores efectos, en 1978 comenzó un proceso de desregulación que tuvo por objetivo promover la eficiencia en la producción y en otras actividades de la cadena de valor del gas natural.

En ese año se promulgó la *Natural Gas Policy Act*, que autorizó a la FERC a liberalizar los mercados interestatales de gas natural. Bajo esta legislación, dicha Agencia liberalizó los precios en boca de pozo, permitió la competencia en su mercado de gas natural y reforzó la regulación en materia de gasoductos de transporte interestatales.

Asimismo, entre las medidas de mayor trascendencia para el mercado de gas natural en Estados Unidos de América se encuentra la Orden número 436 de la FERC, que estableció el acceso abierto en gasoductos de transporte interestatales y limitó el uso de contratos de capacidad de largo plazo.¹⁷

A la Orden 436 le siguió la Orden 636, que estableció la obligación de desincorporar las ventas de gas natural del servicio de transporte, mediante la separación vertical de ambas actividades.¹⁸

Actualmente, el mercado de gas natural en Estados Unidos de América es sumamente competitivo, con miles de productores y empresas dedicadas al transporte intra e interestatal de gas natural, además de contar con la presencia de mercados secundarios de

¹⁶ Juris, 1998.

¹⁷ FERC, 1985.

¹⁸ FERC, 1992.

capacidad y de productos financieros asociados.¹⁹ En consecuencia, la industria del gas natural en ese país presenta un alto grado de desintegración vertical, en donde prácticamente todos los servicios —suministro de molécula, transporte, comercialización y distribución— se ofrecen en el mercado por separado.²⁰

4.2 Liberalización del Mercado en Europa

Antes de 1998, la industria del gas natural en Europa se asemejaba a la estructura que imperó en México durante más de 75 años, donde existían entes monopólicos integrados verticalmente que controlaban prácticamente toda la cadena de valor del gas natural, desde el procesamiento hasta la venta al por menor.

El proceso de liberalización del mercado de gas natural europeo comenzó en 1998, con la emisión de la primera Directiva de Gas Natural de la Unión Europea, mediante la cual se definieron los siguientes cuatro aspectos regulatorios: (i) requerimiento de acceso abierto a terceros para la infraestructura de transporte, (ii) regulación de tarifas de transporte por parte de entes regulatorios en cada Estado miembro, (iii) requerimiento de desincorporación de los servicios de transporte, comercialización, distribución y almacenamiento de gas natural, mediante la separación vertical dentro de una misma empresa, y (iv) implementación de medidas de seguridad en el suministro y regulación relacionada con la protección ambiental.²¹

Si bien el proceso de liberalización en Europa no ha sido homogéneo en todos los países —por ejemplo, sólo el Reino Unido, Alemania, España y los Países Bajos cuentan con mercados con suficiente liquidez—, hoy la Unión Europea cuenta con un mercado de gas natural competitivo.

El mercado europeo opera a partir de subastas, tanto de gas natural como de capacidad; además

de contar con mercados financieros y de derivados asociados con el mercado del gas natural, tanto en molécula como en capacidad.

Las experiencias de liberalización del mercado en Estados Unidos de América y Europa han traído beneficios tangibles en forma de precios competitivos, más opciones de suministradores de gas natural, mejor calidad en los servicios de transporte y comercialización, y mayor confiabilidad en la oferta.

Asimismo, la eliminación de los monopolios integrados verticalmente, ha acabado con las rentas monopólicas y con el costo en bienestar social asociado, transfiriendo una porción de este excedente en beneficio económico a los consumidores.²²

La evidencia internacional muestra que es posible desarrollar mercados líquidos y eficientes a partir de diversas estrategias. Dichas experiencias permiten que para el caso del mercado en México, se implementen aquellas estrategias que mejor se adapten a las circunstancias particulares.

¹⁹ American Petroleum Institute, 2014.

²⁰ Brakman, Marrewijk, & Witteloostuijn, 2009.

²¹ Brakman, Marrewijk, & Witteloostuijn, 2009.

²² International Energy Agency, 2000.

ESTRATEGIA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL

Conforme al marco jurídico derivado de la Reforma Energética, la SENER debe orientar sus actividades a garantizar la seguridad energética del país, la sustentabilidad, continuidad del suministro del gas natural y la diversificación de mercados.

Por lo anterior, corresponde a esta Dependencia definir la estrategia para la implementación de un **Mercado de Gas Natural**.

5.1 Acciones necesarias para la implementación

Las siguientes acciones se deben cumplir para llevar a cabo la transición a un **Mercado de Gas Natural**.

5.1.1 Información Suficiente

Un mercado competitivo funciona correctamente cuando los participantes pueden tomar decisiones eficientes. Para que suceda lo anterior, es necesario que éstos cuenten con información relevante y veraz para la toma de decisiones.

En consecuencia, es necesario que para el funcionamiento eficiente del mercado de gas natural se conozca la siguiente información:

- Capacidad de transporte efectivamente utilizada y disponible.
- Disponibilidad de oferta.
- Cantidad de oferentes y demandantes, así como sus posiciones de compraventa.

Esta información habrá de obtenerse a través de dos fuentes: (i) los Boletines Electrónicos del CENAGAS y de los diversos permisionarios de transporte de gas natural y (ii) las transacciones que se realicen en el mercado de gas natural en el territorio nacional.

La primera fuente se refiere a los Boletines Electrónicos que, de conformidad con el artículo 73 de la Ley de Hidrocarburos, los permisionarios de transporte de gas natural por ducto deben implementar para difundir entre los usuarios y el público en general la información relevante sobre la prestación del servicio. Dichos Boletines están regulados bajo Disposiciones Administrativas de Carácter General emitidas por la CRE.²³

A grandes rasgos, los Boletines Electrónicos darán información sobre la capacidad total y disponible de transporte, así como los volúmenes y la calidad del gas natural efectivamente transportado, entre otros datos relevantes para los distintos actores del mercado.

La segunda fuente de información es provista a la CRE por los comercializadores de gas natural, quienes realizan las transacciones comerciales del hidrocarburo, de conformidad con lo previsto en el artículo 49, fracción III de la Ley de Hidrocarburos.

En este sentido y con el propósito de propiciar el surgimiento del **Mercado de Gas Natural**, es preciso realizar la difusión de dicha información para que aquellas empresas especializadas cuenten con los incentivos adecuados para la construcción de índices y referencias de precios en diversos puntos de la Red Nacional de Gasoductos, en beneficio de todos los participantes del mercado.

Por lo anterior, los comercializadores deberán reportar las transacciones —volúmenes y precios— que realicen en todo el país.

Para que la información relativa a las transacciones no constituya una revelación de información comercialmente sensible que pudieran comprometer las actividades de los comercializadores, el reporte de información debe

²³ RES/900/2015, CRE.

ser implementado considerando como premisa fundamental que la CRE, en cumplimiento de las mejores prácticas internacionales, administrará y publicará la información sobre el registro de transacciones comerciales, clasificando como confidencial los datos personales e información que pudiera afectar la competencia en el mercado conforme a la normatividad vigente.

Con la publicación diaria por medio electrónicos de la información, el mercado podrá identificar las condiciones de volúmenes y precios que operan en las distintas regiones del territorio nacional.

5.1.1.1 Índices de Precio

Con la información de las transacciones del mercado —volúmenes y precios— que reportarán los comercializadores, la CRE, la SENER o cualquier otro interesado, podrán calcular y publicar índices de precios de referencia, así como evaluaciones de mercado para puntos específicos dentro de la Red Nacional de Gasoductos (ver Figura 5).

Los índices de precio podrían reflejar los promedios de los precios registrados por transacción en diversos puntos de la Red Nacional de Gasoductos (Figura 5).

Estos índices deberán dar una señal a los participantes del mercado —tanto usuarios finales como comercializadores—, que reflejarán las condiciones imperantes del mercado, facilitando así la toma de decisiones.

La publicación de información de transacciones comerciales y los Boletines Electrónicos, son elementos fundamentales para que los participantes del mercado cuenten en todo momento con información oportuna para la toma de decisiones con respecto de los volúmenes a contratar, las condiciones de capacidad de transporte disponible y, en el largo plazo, las necesidades de inversión en infraestructura de transporte de gas natural.

5.1.2 Reserva de Capacidad y Acceso Abierto Efectivo

Como se ha descrito previamente, desde la Reforma de 1995, en las actividades de transporte y almacenamiento de gas natural se

ha permitido la participación de particulares. Sin embargo, toda vez que el transporte de gas natural constituye un monopolio natural, y dado que el almacenamiento interconectado a ductos es una actividad relevante, la CRE determinó que debían ser objeto de regulación económica, con el fin de minimizar su poder de mercado, mismo que obstaculiza el proceso de competencia y libre concurrencia.

La Ley de Hidrocarburos²⁴ establece que los permisionarios que presten a terceros servicios de transporte por medio de ducto están obligados a otorgar acceso abierto no indebidamente discriminatorio a sus instalaciones y servicios.

Al respecto, el 13 de enero de 2016, la CRE expidió las disposiciones que regulan el acceso abierto y la prestación de los servicios de transporte y almacenamiento de gas natural.²⁵ De esta manera, se propicia el trato no discriminatorio al momento de prestar estos servicios, permitiendo que los comercializadores de gas natural puedan elegir libremente al transportista.

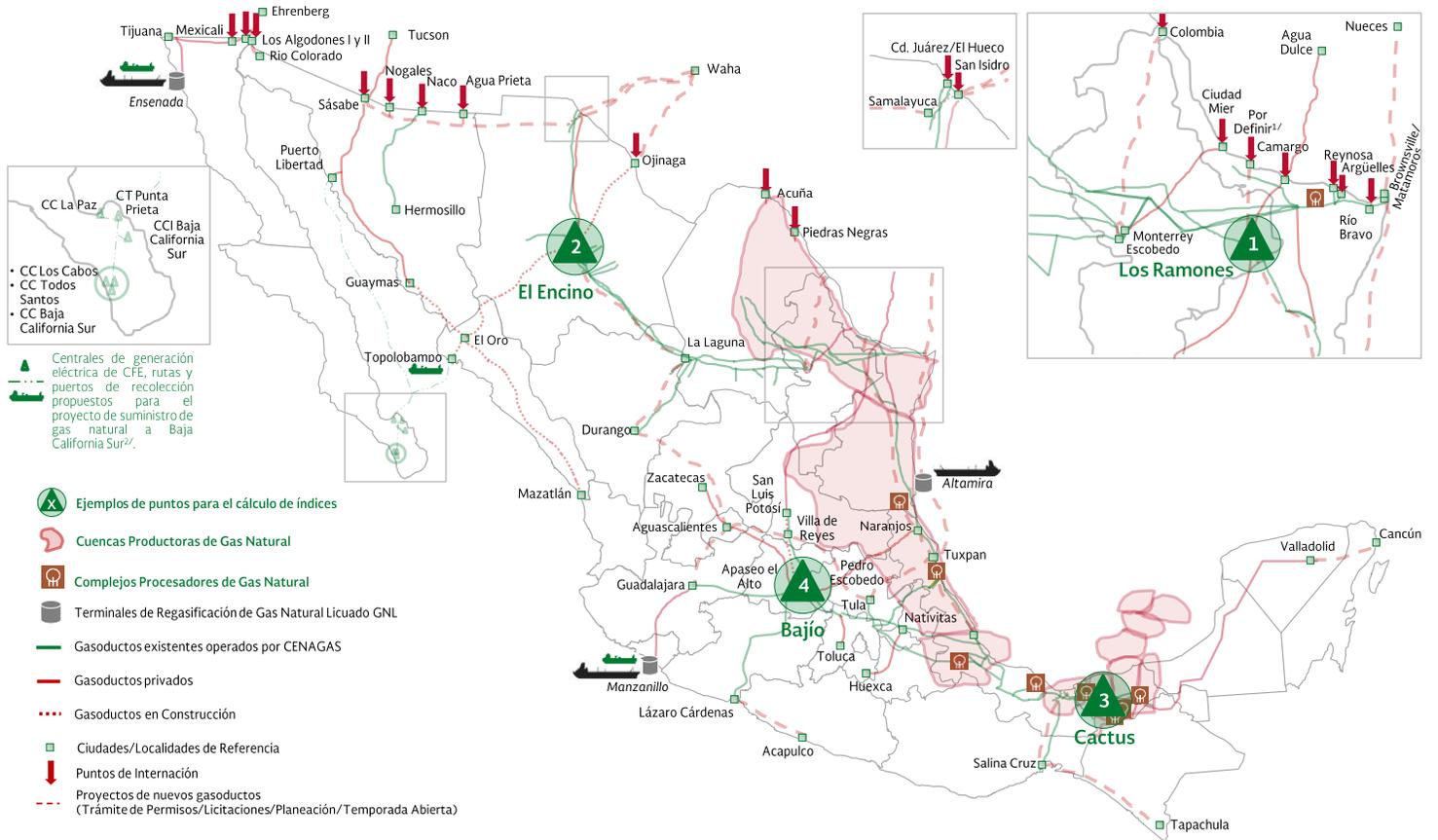
Por otro lado, el CENAGAS, como gestor independiente del Sistrangas, deberá llevar a cabo una Temporada Abierta para implementar la reserva de capacidad en el Sistema, en cumplimiento con lo previsto en el Transitorio Décimo Segundo de la Ley de Hidrocarburos.

El acceso abierto efectivo, la reserva de capacidad y el desarrollo del mercado secundario de capacidad permitirán la asignación eficiente de la infraestructura de transporte de gas natural, además de otorgar al mercado las señales necesarias para reconocer cuándo es que se requiere de la construcción de nueva infraestructura.

²⁴ Artículo 70, Ley de Hidrocarburos.

²⁵ Comisión Reguladora de Energía.

Figura 5. Ejemplos de puntos en la Red Nacional de Gasoducto para el cálculo de índices de precios de referencia



Notas:

^{1/} El punto de internación del Gasoducto Frontera-Cempoala está pendiente por definir.

^{2/} El proyecto de suministro de gas natural a la península de Baja California considera que el transportista recibirá el gas natural en algún punto del territorio nacional, lo transportará por vía marítima y lo entregará en las centrales de generación de la CFE, localizadas en la península de Baja California Sur. El transportista podrá escoger la tecnología más adecuada (convertir, regasificar y transportar por vía terrestre hasta los puntos de entrega).

Fuente: SENER con información de:
PEMEX. Anuario Estadístico 2014.

CRE. Mapa del SNG y Sistema de Transporte de Gas Natural de Acceso Abierto.

SENER. Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2015-2029.

SENER. Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS 2015-2019.

EIA. Mexico's oil and natural gas fields.

CFE. Anexos de la convocatoria de licitación del proyecto de suministro a Baja California Sur.

CFE. Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional 2015-2029.

5.1.3 Competencia en las Actividades de Comercialización

La Reforma Energética permite la participación de particulares en todas las actividades de la cadena de valor en la industria del gas natural, incluyendo la comercialización de dicho hidrocarburo.

Bajo la estructura de mercado actual, Pemex mantiene un poder dominante en la comercialización de gas natural en el Sistrangas. En consecuencia, el marco normativo derivado de la Reforma²⁶ prevé que dicha EPE se sujete a regulación asimétrica en tanto se logre una mayor participación de agentes económicos que propicien el desarrollo eficiente y competitivo del mercado.

Para cumplir con lo anterior, el 15 de febrero de 2016, la CRE expidió la regulación aplicable en materia de comercialización de gas natural en condiciones de regulación asimétrica para Pemex.²⁷

Con base en dicha regulación, la CRE deberá aprobar el Programa de Cesión Gradual de Contratos de Pemex, al que ya se hizo referencia, bajo el cual dicha EPE tendrá que ceder el equivalente al 70 por ciento del volumen de gas natural que actualmente comercializa en el mercado nacional, en un plazo máximo de 4 años.²⁸

El Programa de Cesión Gradual de Contratos toma en cuenta los casos de éxito en países como Reino Unido, Italia, España, Alemania y Francia. Asimismo, contribuye a la generación de incentivos para la competencia y fomenta la entrada de nuevos proveedores en el mercado.

²⁶ Transitorio Décimo Tercero, Ley de Hidrocarburos.

²⁷ Comisión Reguladora de Energía, 2015.

²⁸ No incluye los compromisos de entrega de gas natural que destine como autoconsumo para sus actividades de transformación industrial.

Adicionalmente, dicha regulación permite que los clientes de Pemex puedan rescindir —en cualquier momento— su contrato de suministro sin penalización.

Las acciones descritas anteriormente responden a las mejores prácticas internacionales y permitirán que México transite a un **Mercado de Gas Natural**.

5.2 Implementación

Para garantizar el suministro seguro y eficiente de hidrocarburos en territorio nacional a través del esquema para el **Mercado de Gas Natural** determinado en el presente documento, se requiere que su implementación se lleve a cabo de forma gradual, con acciones de corto, mediano y largo plazo (ver Figura 6).

Para el debido funcionamiento del mercado, es necesario que subsistan las siguientes condiciones: (i) información suficiente, (ii) reserva de capacidad y acceso abierto efectivo y, (iii) competencia en la actividad de comercialización.

5.2.1 Corto plazo

El objetivo en la implementación del **Mercado de Gas Natural** en el corto plazo —2016— consiste en:

Crear condiciones de información abundante para la toma de decisiones eficientes.

En el corto plazo se llevarán a cabo las siguientes acciones:

A. Reserva de capacidad y acceso abierto efectivo.

En el segundo semestre de 2016, el CENAGAS llevará a cabo las acciones necesarias para la implementación de la reserva de capacidad. Lo anterior, para que en 2017, el CENAGAS realice la operación comercial del Sistrangas bajo el régimen de reserva de capacidad, previo cumplimiento a lo previsto en el Transitorio Décimo Segundo de la Ley de Hidrocarburos y a la realización de la Temporada Abierta para la asignación de la capacidad disponible.

Para ello, el CENAGAS someterá a autorización de la CRE, la convocatoria de Temporada Abierta y la Comisión resolverá conforme a lo establecido en la regulación correspondiente.

Como parte de este proceso, se pondrá a disposición de los interesados, la capacidad disponible en los ductos de internación que interconectan a nuestro país con Estados Unidos de América, mediante un procedimiento transparente que ejecutará el CENAGAS de manera coordinada con Pemex y con autorización de la CRE.

Esta acción garantiza a los usuarios el acceso abierto necesario a la infraestructura de entrada al país, lo que contribuye a la creación de condiciones de competencia necesarias para la creación del **Mercado de Gas Natural**.

B. Reporte de transacciones comerciales.

De conformidad con lo establecido en el artículo 49 de la Ley de Hidrocarburos, la CRE llevará a cabo las acciones necesarias para que los permisionarios en materia de comercialización tengan la obligación de reportar información de sus transacciones —volúmenes y precios—, incorporándolo a su regulación, para su posterior publicación sin revelar información sensible de los comercializadores.²⁹

C. Definición del Programa de Cesión Gradual de Contratos de Pemex.

El Programa de Cesión Gradual de Contratos de Pemex deberá ser aprobado por la CRE para que comience su implementación.

5.2.2 Mediano plazo

El objetivo en el mediano plazo —2017— consiste en:

Garantizar el acceso abierto efectivo y la asignación eficiente de la capacidad existente en el Sistrangas.

²⁹ Artículo 80, fracción VI, Ley de Hidrocarburos.

En el mediano plazo, se llevarán a cabo las siguientes acciones:

A. Gestión de la reserva de capacidad y acceso abierto efectivo.

El CENAGAS iniciará la gestión bajo los nuevos contratos de reserva de capacidad.

Con la publicación de la información de las transacciones comerciales y los Boletines Electrónicos, los comercializadores contarán con información para elegir las rutas y fuentes de suministro para reservar capacidad.

Además, el Programa de Cesión Gradual de contratos de Pemex, permitirá a los usuarios encontrar nuevos proveedores.

B. Liberación parcial del precio del gas natural.

Con una mayor participación de agentes económicos, la CRE podrá eliminar la fórmula del precio de VPM y autorizar a Pemex la venta de gas natural al precio que se determine en el mercado, con excepción de lo referido en los siguientes puntos:

- En tanto se logra una mayor participación de agentes económicos que propicien el desarrollo eficiente y competitivo de la Zona Sur, la CRE mantendrá la regulación de VPM en dicha zona, de conformidad con lo establecido en la Ley de Hidrocarburos.
- El precio de VPM en la Zona Sur se definirá como: el precio de referencia que determine la CRE, más la tarifa de transporte hasta dicha Zona. Lo anterior, por falta de mayor participación de agentes económicos.

En el mediano plazo, continuará el reporte y publicación de las transacciones comerciales.

Como se mencionó anteriormente, cualquier interesado podrá publicar índices de precios de referencia para puntos específicos dentro de la Red Nacional de Gasoductos.

Lo anterior, permitirá que los comercializadores puedan realizar, voluntariamente, transacciones con referencia a dichos índices.

Estas condiciones establecerán las bases para el desarrollo de mercados secundarios, de capacidad

y molécula, así como financieros de derivados y productos asociados.

5.2.3 Largo plazo

El objetivo en el largo plazo, -año 2018- consiste en que:

En el 2018, México cuente con un **Mercado de Gas Natural competitivo**.

En el largo plazo será necesario realizar las siguientes acciones:

A. Liberalización total del precio de gas natural.

Con una mayor participación de agentes económicos, la CRE eliminará la fórmula del precio de VPM en todo el país.

Lo anterior, permitirá que Pemex ya no esté sujeto a la regulación de precio de VPM. En consecuencia, el precio de todo el gas natural comercializado en el territorio nacional se determinará de acuerdo a la interacción entre la oferta y la demanda de molécula.

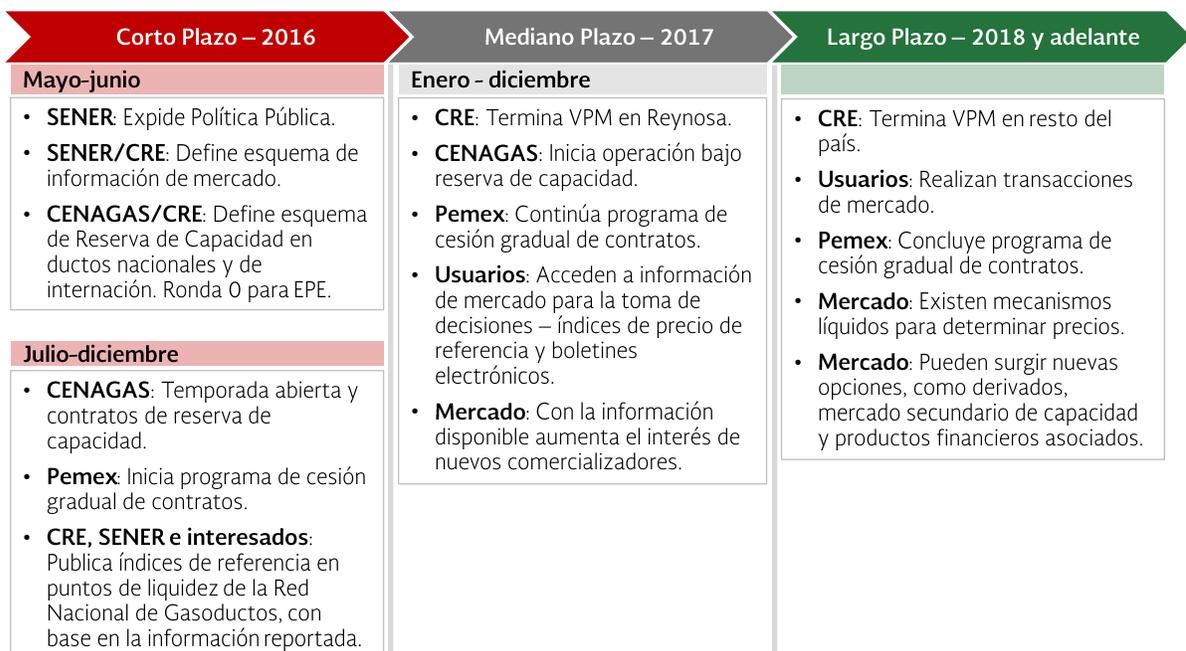
B. Reconfiguración tarifaria del Sistrangas.

Tomando en cuenta las nuevas condiciones del mercado, la CRE podrá realizar una revisión a las tarifas de transporte del Sistrangas gestionado por el CENAGAS.

Las acciones anteriores permitirán que el **Mercado de Gas Natural** opere de la siguiente manera:

- Derivado de la creciente madurez del **Mercado de Gas Natural**, las transacciones comerciales se podrán llevar a cabo en puntos específicos de la Red Nacional de Gasoductos, caracterizados por la condición de liquidez. Esto propiciará la elaboración de contratos de suministro *spot* y de largo plazo en la actividad de comercialización de gas natural.
- El precio del gas natural se determinará mediante procesos competitivos.
- Conforme madure el **Mercado de Gas Natural**, también lo harán los mercados secundarios de molécula y capacidad, así como financieros asociados.
- Pemex habrá concluido el Programa de Cesión Gradual de Contratos, permitiendo la entrada de más participantes en la actividad de comercialización.

Figura 6. Implementación del Mercado de Gas Natural



GLOSARIO

Boletín Electrónico: Plataforma informativa accesible vía remota para difundir entre los Usuarios y el público en general la información relevante sobre la prestación del servicio.

CENAGAS: Centro Nacional de Control del Gas Natural.

CFE: Comisión Federal de Electricidad, o cualquiera de sus empresas productivas subsidiarias o filiales.

CNH: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

CRE: Comisión Reguladora de Energía.

EPE: Se entenderá en singular o plural como Empresa Productiva del Estado. En este caso, Pemex y CFE.

FERC: *Federal Energy Regulatory Commission.* Agencia federal estadounidense encargada de la regulación del transporte y la comercialización interestatal de gas natural y de las instalaciones de GNL, entre otras actividades del sector energético.

Gas natural: Mezcla de gases que se obtiene de la extracción o del procesamiento industrial y que es constituida principalmente por metano. Usualmente esta mezcla contiene etano, propano, butanos y pentanos. Asimismo puede contener dióxido de carbono, nitrógeno y ácido sulfhídrico, entre otros. Puede ser gas natural asociado, gas natural no asociado o gas asociado al carbón mineral.

Gasolinas naturales: Mezcla de hidrocarburos presente en el gas natural, cuya presión de vapor es intermedia entre el condensado —líquido— y el gas licuado de petróleo —gaseoso. Generalmente contiene hidrocarburos como el pentano, hexano, heptano y octano.

GNL: Gas Natural Licuado. Gas natural enfriado a cerca de -160 grados *Celsius* para su almacenamiento y transporte a través de buques. Al licuarse, el gas natural puede contraerse 600 veces respecto de su volumen en estado gaseoso.

Henry Hub: Nodo de mercado de gas natural en donde confluyen 9 gasoductos de transporte interestatales y 4 gasoductos de transporte intraestatales, ubicado en el estado de Luisiana, Estados Unidos de América. Debido a su importancia, este índice de precios es tomado como el precio de los contratos de futuros de gas natural del *New York Mercantile Exchange* (NYMEX), además de ser el precio de referencia de diversos mercados *spot* de gas natural.

Integración vertical: Arreglo de una empresa en la que la cadena total de suministros es controlada por dicha empresa. Tal es el ejemplo de una empresa que controla la producción, procesamiento, transporte, comercialización y distribución de gas natural, la cual se dice que está integrada verticalmente.

Líquidos del gas natural: Hidrocarburos componentes del gas natural húmedo distintos del metano. Incluyen al etano, propano, butano, pentano, hexano y gasolinas naturales. Generalmente se comercializan en los mercados de materias primas para usos petroquímicos y de otras industrias.

Mercado spot: Mercado financiero o de mercancías en el que las transacciones son realizadas tal que los productos son entregados inmediatamente.

MMpcd: Millones de pies cúbicos diarios (unidad de volumen).

Monopolio natural: Caso particular de monopolio en el que una sola empresa puede generar toda la producción u ofrecer la totalidad de los servicios con un costo menor a que si hubiera varias empresas compitiendo.

PIE: Productor Independiente de Energía.

Pemex: Petróleos Mexicanos o cualquiera de sus empresas productivas subsidiarias o filiales.

Red Nacional de Gasoductos: Se refiere a la red de gasoductos de transporte en territorio nacional. Comprende al Sistrangas y a los demás

POLÍTICA PÚBLICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL

ductos propiedad de particulares, interconectados físicamente entre ellos.

SENER: Secretaría de Energía.

SHCP: Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Sistrangas: Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural. Comprende el Sistema Nacional de Gasoductos —cuyo permisionario es el CENAGAS—, así como ductos propiedad de permisionarios particulares, integrados para fines tarifarios.

SNG: Sistema Nacional de Gasoductos.

SNH: Sistema Naco Hermosillo.

Temporada Abierta: Se refiere al proceso mediante el cual un permisionario de transporte de gas natural pone a disposición del mercado la capacidad disponible del sistema, recibe propuestas de reserva de capacidad por parte de los usuarios, y la asigna bajo un esquema transparente y no discriminatorio que asegure el acceso abierto.

VPM: Venta de Primera Mano. Es la primera enajenación, en territorio nacional, que realice Pemex, sus organismos subsidiarios o divisiones, y cualquier otra empresa productiva del Estado, o una Persona moral, por cuenta y orden del Estado, y que dicha venta deberá realizarse a la salida de las plantas de procesamiento, las refinerías, los puntos de inyección de producto importado, ductos de internación o en los puntos de inyección de los hidrocarburos provenientes de manera directa de campos de producción.

BIBLIOGRAFÍA

- American Petroleum Institute. (2014). *Understanding Natural Gas Markets*.
- Brakman, S., Marrewijk, C. v., & Witteloostuijn, A. v. (2009). Market Liberalization in the European Natural Gas Market. *CESifo Working Paper no. 2697*.
- Comisión Reguladora de Energía. (2015). *Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones Administrativas de Carácter General aplicables a la comercialización de gas natural, con condiciones de regulación asimétrica a Petróleos Mexicanos*. Obtenido de <http://www.cre.gob.mx/resolucion.aspx?id=9681>
- Comisión Reguladora de Energía. (2015). *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*. Obtenido de <http://www.cre.gob.mx/resolucion.aspx?id=9580>
- Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía. (20 de diciembre de 2013). Diario Oficial de la Federación.
- European Union. (1998). *Gas Directive*.
- Federal Energy Regulatory Commission. (1985). *Order 436: Open Access Blueprint*.
- Federal Energy Regulatory Commission. (1992). *Order 636: Restructuring of Pipeline Services*.
- International Energy Agency. (2000). *World Economic Outlook*.
- Juris, A. (1998). Development of Competitive Natural Gas Markets in the United States. *Public Policy for the Private Sector*, 141.
- Ley de Hidrocarburos. (11 de agosto de 2014). Diario Oficial de la Federación.
- Ley de la Comisión Reguladora de Energía. (Abrogada, 11 de agosto de 2014). Diario Oficial de la Federación.
- Ley Orgánica de la Administración Pública Federal. (30 de diciembre de 2015). Diario Oficial de la Federación.
- Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo. (Abrogada, 11 de agosto de 2014). Diario Oficial de la Federación.
- Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018. (20 de mayo de 2013). Diario Oficial de la Federación.
- Reglamento de las Actividades a las que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos. (31 de octubre de 2014). Diario Oficial de la Federación.

SECRETARÍA DE ENERGÍA

Pedro Joaquín Coldwell

Secretario de Energía

María de Lourdes Melgar Palacios

Subsecretaria de Hidrocarburos

Gloria Brasdefer Hernández

Oficial Mayor

Fernando Zendejas Reyes

Jefe de la Unidad de Asuntos Jurídicos

Rosanety Barrios Beltrán

Jefa de la Unidad de Políticas de Transformación Industrial

ELABORACIÓN Y REVISIÓN

David Eduardo Rosales Hernández

Director General de Gas Natural y Petroquímicos

Edgar Alejandro de León Cervantes

Director General Adjunto de Planeación de Gas Natural y Petroquímicos

Daniela Flores Ramírez

Directora de Planeación y Gestoría de Sistemas Integrados

José Luis Espinosa Solís

Director de Apoyo Legal en Gas Natural y Petroquímicos

Armando Enríquez Zorrilla

Subdirector de Análisis Económico

Raúl Hinojosa Franco

Subdirector de Área

Adriana González Arredondo

Jefa de Departamento

AGRADECIMIENTOS

Comisión Reguladora de Energía

Guillermo I. García Alcocer

Centro Nacional de Control del Gas Natural

David Madero Suárez

Subsecretaría de Electricidad

César Alejandro Hernández Alva