



## “POLÍTICA PÚBLICA EN MATERIA DE ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL”

Marzo  
2018



## CONTENIDO

Introducción.....	7
1    Tecnologías y prácticas internacionales.....	8
1.1    Almacenamiento en tanques de gas natural licuado .....	8
1.2    Almacenamiento en yacimientos inviables económicamente para la extracción de hidrocarburos.....	9
1.3    Almacenamiento en acuíferos confinados.....	10
1.4    Almacenamiento en cavernas salinas .....	11
2    Experiencia internacional en materia de almacenamiento de gas natural.....	13
2.1    Canadá.....	14
2.2    Estados Unidos.....	15
2.3    España.....	15
2.4    Italia .....	16
3    Marco normativo.....	19
4    Diagnóstico .....	21
4.1    Antecedentes .....	21
4.1.1    Estrategia integral de suministro de gas natural.....	22
4.1.2    Reforma Energética de 2013 .....	23
4.1.3    Política Pública para la Implementación del Mercado de Gas Natural.....	23
4.2    Situación actual.....	24
4.2.1    Infraestructura de gas natural en México.....	25
4.2.2    Oferta de gas natural .....	27

4.2.3	Demanda de gas natural .....	29
4.3	Evaluación de la capacidad de almacenamiento .....	30
4.3.1	Desarrollo de la metodología adoptada para la determinación de almacenamiento.....	31
4.3.2	Determinación del nivel de inventarios estratégicos de gas natural .....	35
5	Política Pública para la constitución de Almacenamiento de Gas Natural.....	37
5.1	Reporte de información.....	38
5.2	Constitución del inventario estratégico.....	39
5.2.1	Sujetos obligados a constituir y gestionar inventarios estratégicos de gas natural.....	39
5.2.2	Desarrollo de la infraestructura de almacenamiento .....	40
5.2.3	Liberación de los inventarios estratégicos .....	45
5.3	Inventarios operativos .....	46
5.4	Cronograma para la implementación de la Política Pública para la constitución de almacenamiento de Gas Natural.....	47
6	Conclusiones.....	49

## TABLAS

Tabla 1. Comparativo entre tecnologías de almacenamiento.....	12
Tabla 2. Experiencia Internacional.....	13
Tabla 3. Terminales de almacenamiento y regasificación en México.....	26
Tabla 4. Capacidad técnica máxima de suministro $C_{s_m}$ para satisfacer la demanda.....	34
Tabla 5. Inyección proveniente de almacenamiento distinto a GNL ( $A_m$ ) para satisfacer la demanda al 100%.....	34
Tabla 6. Volumen Gas de trabajo ( $V_T$ ).....	35
Tabla 7. Número de días de demanda.....	35

## ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Tipos de almacenamiento de gas natural.....	8
Ilustración 2. Esquema típico de un tanque de almacenamiento de GNL.....	9
Ilustración 3. Configuración típica de un yacimiento no económicamente viable para la extracción de hidrocarburos.....	10
Ilustración 4. Configuración típica de un acuífero confinado .....	10
Ilustración 5. Configuración típica de una caverna salina.....	11
Ilustración 6. Alertas Críticas, 2002–2013.....	22
Ilustración 7. Balance de gas natural 1997–2017.....	27
Ilustración 8. Prospectiva de producción de gas natural.....	28
Ilustración 9. Ductos de Internación.....	29
Ilustración 10. Demanda de gas natural 2015 y 2030.....	30
Ilustración 11. Cronograma de implementación.....	48



## INTRODUCCIÓN

La Reforma Energética establece las bases para modernizar la industria energética mexicana, a través de un marco institucional y regulatorio basado en principios de sostenibilidad y transparencia –manteniendo la rectoría del Estado–, promoviendo la participación de empresas privadas y empresas productivas del Estado, de manera individual o en asociación, a lo largo de la cadena de valor de hidrocarburos.

Un paso necesario en la implementación de esta reforma fue la presentación de la **Política Pública para la Implementación del Mercado de Gas Natural**, la cual estableció las bases para fomentar el desarrollo de un mercado competitivo, así como para fortalecer la seguridad energética y la continuidad del suministro de dicho hidrocarburo.

Una vez abierto el mercado, es indispensable **establecer una política para que el país cuente con inventarios estratégicos y operativos que contribuyan a la garantía de suministro de gas natural**.

La implementación de esta política requiere que el Centro Nacional de Control del Gas Natural proponga proyectos estratégicos de almacenamiento de gas natural que deberán desarrollarse mediante una licitación pública por el servicio de almacenamiento dentro del territorio nacional, en apego a lo establecido por la *Ley de Hidrocarburos*.

Para ello, el Centro de Control del Gas Natural deberá tomar en cuenta las necesidades de la red nacional de gasoductos minimizando costos, para lo cual deberá impulsar el desarrollo de sitios de almacenamiento de gas natural, iniciando con los yacimientos que resultan económicamente inviables para la extracción de hidrocarburos, así como el uso eficiente de la infraestructura existente de regasificación de gas natural licuado. El desarrollo de esta infraestructura incentivará que los agentes de mercado almacenen gas natural con objetivos comerciales, a fin de aprovechar oportunidades de negocio.

Este documento establece la obligación de constituir un mínimo de 5 días de inventario estratégico de gas natural, que serán utilizables para la atención del suministro nacional únicamente con la metodología aprobada por el Consejo de Coordinación del Sector Energético. Por su parte, el almacenamiento operativo estará a cargo de los gestores de sistemas integrados quienes lo utilizarán para asegurar el funcionamiento eficiente de sus Sistemas.

La **Política Pública en materia de Almacenamiento de Gas Natural** forma parte de la estrategia trazada por la Secretaría de Energía para desarrollar un mercado líquido, a fin de salvaguardar los intereses y seguridad nacionales, incluyendo los de seguridad energética, la sustentabilidad, la continuidad del suministro y la diversificación del mercado.

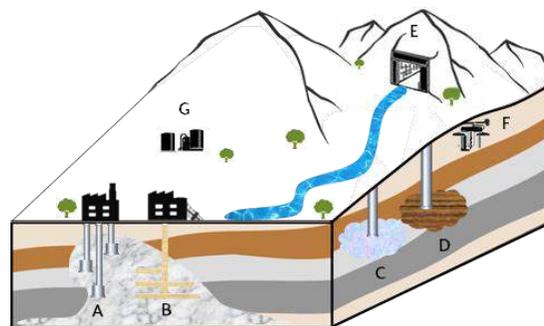
# 1 TECNOLOGÍAS Y PRÁCTICAS INTERNACIONALES

Para efecto de las obligaciones establecidas en este documento se entenderá por gas natural al hidrocarburo que cumple con la Norma Oficial Mexicana *NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del Gas Natural*, publicada en el DOF el 19 de marzo de 2010, o aquella que para estos efectos la modifique o sustituya.

El almacenamiento de gas natural es una herramienta clave en la cadena de valor ya que permite incrementar la seguridad energética de un sistema o del mercado, así como fortalecer la estabilidad del suministro de este hidrocarburo.

El almacenamiento puede desarrollarse bajo distintas tecnologías las cuales se describen a lo largo de esta sección.

**Ilustración 1. Tipos de almacenamiento de gas natural**



A: Cavernas salinas  
B: Minas reacondicionadas  
C: Acuíferos confinados  
D: Yacimientos agotados de hidrocarburos  
E: Cavernas minadas en roca  
F: Cavernas en roca sólida  
G: Gas natural licuado

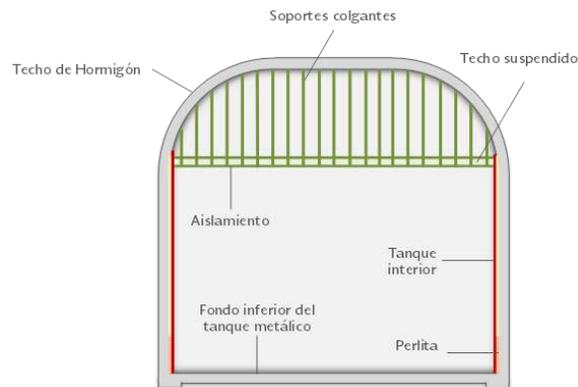
Fuente: Elaboración propia con base en (EIA, US Energy Information Administration, 2015)

## 1.1 Almacenamiento en tanques de gas natural licuado

En este tipo de tecnología el gas natural se licúa a través de un proceso criogénico, sometiéndolo a temperaturas de  $-160^{\circ}\text{C}$  y a altas presiones, lo que permite reducir su volumen aproximadamente 610 veces. Al transformar el gas natural a un estado líquido es relativamente más sencillo almacenarlo y transportarlo por grandes distancias que resultan imposibles o demasiado onerosas por otros medios.

Almacenar GNL, requiere instalaciones que soporten condiciones criogénicas específicas, por lo que se emplean tanques especiales que pueden estar semi-sumergidos en el terreno, colocados sobre la superficie terrestre o en islas artificiales mar adentro. A continuación, se ilustra de manera general la tecnología descrita.

Ilustración 2. Esquema típico de un tanque de almacenamiento de GNL



Fuente: Elaboración propia con información de (Energy Economics Research, 2003)

## 1.2 Almacenamiento en yacimientos inviiables económicamente para la extracción de hidrocarburos

Los factores que determinan si un yacimiento es considerado inviable para la extracción de hidrocarburos y que pueda ser utilizado como una instalación de almacenamiento de gas natural son de tipo económico, geográfico y geológico.

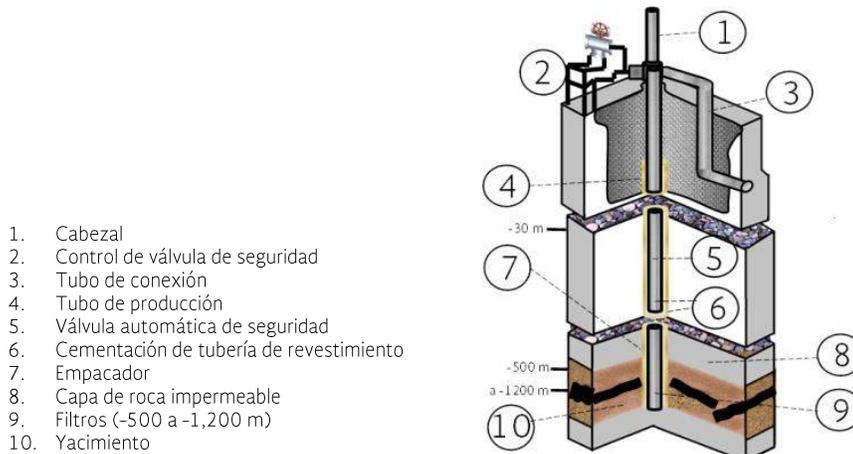
Respecto a los factores geográficos, es conveniente que los yacimientos se ubiquen cerca de un centro de consumo o producción, en su defecto, deberá desarrollarse de la infraestructura de transporte. En cuanto a los factores geológicos, se deben tomar en cuenta elementos como la permeabilidad<sup>1</sup> y porosidad<sup>2</sup>, los cuales determinan la cantidad del hidrocarburo que se puede manejar y los intervalos de inyección y extracción del Gas de trabajo.

El proceso de extracción de gas almacenado en el yacimiento se realiza por los mismos pozos en los que se inyecta. Mientras permanece almacenado, el gas puede llegar a absorber agua, la cual tiene que ser eliminada para prevenir corrosión o bloqueo de las redes de conexión debido a la formación de hidratos de gas. La primera etapa de extracción consiste en separar el gas del agua e inyectar esta última en un pozo de disposición. Después, el gas se acondiciona en la planta procesadora y se envía al sistema de transporte.

<sup>1</sup> La habilidad, o la medida de la capacidad de una roca, para transferir fluidos.

<sup>2</sup> Relación entre el volumen de poros existentes en una roca con respecto al volumen total de la misma. Es una medida de la viabilidad de almacenamiento de la roca.

**Ilustración 3. Configuración típica de un yacimiento no económicamente viable para la extracción de hidrocarburos**

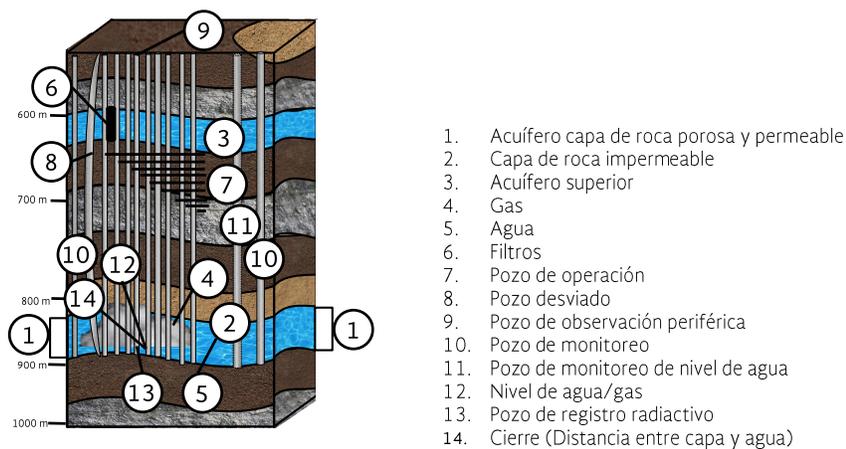


Fuente: Elaboración propia con información de (DEA, 2017)

### 1.3 Almacenamiento en acuíferos confinados

Consiste en la inyección de gas natural en depósitos que originalmente contenían agua. El gas natural inyectado en la parte superior del yacimiento desplaza el agua hacia afuera de la estructura. Un acuífero es apropiado, si la formación de rocas sedimentarias que contiene el agua es cubierta con una capa de roca impermeable. Para desarrollar un acuífero como instalación de almacenamiento de gas natural es necesario caracterizar su estructura y verificar sus propiedades petrofísicas.

**Ilustración 4. Configuración típica de un acuífero confinado**



Fuente: Elaboración propia con información de (DEA, 2017)

## 1.4 Almacenamiento en cavernas salinas

Existen dos tipos de almacenamiento en cavernas salinas: (a) domos y (b) lechos.

(a) Los domos son formaciones muy gruesas de sal con diámetros de alrededor de 1.5 km y una altura de 9 km ubicados aproximadamente a 450 metros por debajo de la superficie terrestre. El almacenamiento salino está limitado a profundidades menores a 1,800 metros.

(b) Los lechos son formaciones salinas mucho más delgadas y se localizan a menores profundidades. El desarrollo y operación en los lechos resulta más caro que los domos, debido a que sus paredes tienen un mayor potencial de deterioro.

**Ilustración 5. Configuración típica de una caverna salina**



Fuente: Elaboración propia con información de (DEA, 2017)

Los sistemas de almacenamiento de gas natural son infraestructuras clave en los sistemas energéticos de un país; sin embargo, cada tecnología presenta diferentes características físicas, técnicas y económicas que inciden en su capacidad operativa y costos.

El almacenamiento en instalaciones de GNL proporciona altos niveles de capacidad de entrega y otorga la posibilidad de hacer frente a picos de demanda de manera rápida y eficaz; no obstante, esta tecnología tiene una capacidad de almacenamiento limitada y presenta los costos de capital y operativos más altos en comparación con las demás tecnologías.

Las cavernas salinas permiten tasas elevadas de inyección y extracción, requieren un nivel menor de gas colchón y son especialmente eficientes operativa y financieramente para usos anuales multi-ciclo; sin embargo, para almacenamiento estratégico resultan especialmente costosos al presentar costos de capital y de operación unitarios superiores en hasta 55% y 78%, respectivamente, en comparación con opciones como los acuíferos confinados o los yacimientos.

El almacenamiento en acuíferos confinados, al igual que los yacimientos, tiene la capacidad de almacenar volúmenes considerables, aunque sus costos son superiores y existe poca información en México sobre posibles proyectos con esta infraestructura.

**Tabla 1. Comparativo entre tecnologías de almacenamiento**

Rubro	Gas natural licuado	Yacimientos no económicamente viables para la extracción de hidrocarburos	Acuíferos confinados	Cavernas salinas
Costos de capital totales (USD/MMBtu de Gas de trabajo)	55.50	9.16 – 13.9	11.90 – 13.96	13.20 – 21.62
Costos operativos anuales (USD/MMBTU de Gas de trabajo)	1.09	0.14 – 0.23	0.19 – 0.23	0.24 – 0.41
Gas colchón (% del volumen de Gas de trabajo)	10%	50%	50%	25%
Especificaciones geológicas	NA	El riesgo de fugas en el yacimiento es bajo.	NA	Impermeabilidad al gas y gran fuerza estructural.
Características Operativas	Brinda abastecimiento cuando no se cuenta con reservas de gas natural y/o existe gran distancia de las zonas de extracción o de la red de ductos.	Almacena grandes volúmenes de gas natural. Es necesario separar el gas natural de los componentes pesados contenidos en el petróleo residual del yacimiento.	La alta disponibilidad del hidrocarburo incrementa la habilidad para recircular volúmenes del gas natural de trabajo más de una vez.	Facilidad para extraer el gas. Permite obtener varios ciclos de entrega e inyección por año.
Consideraciones	La capacidad de almacenamiento en los tanques de GNL es menor al volumen que se puede almacenar en las demás tecnologías.	A menudo son antiguos y requieren de constante mantenimiento.	Riesgo de fugas al ser sitios que no han contenido hidrocarburos.	La adecuada disposición de la salmuera proveniente del minado por solución puede ser problemática ambientalmente y suele ser costosa.
Ubicación	Cerca de puertos, donde puedan arribar los buques de GNL. Las terminales flotantes pueden reubicarse dependiendo de la evolución del mercado.	En función a su ubicación geográfica, debe considerarse la necesidad de infraestructura de transporte.	En función a su ubicación geográfica, debe considerarse la necesidad de infraestructura de transporte.	En función a su ubicación geográfica, debe considerarse la necesidad de infraestructura de transporte

NA: No aplica.

Fuente: Elaboración propia, con información de (ICF International, 2016) (Creti, 2013). (The Oxford Institute for energy studies., 2013), (GIE, 2016), (Banxico, s.f.).

Por último, el almacenamiento de gas natural en yacimientos inviables económicamente para la extracción de hidrocarburos, presenta costos de capital y operación más bajos que el resto de las tecnologías disponibles, dado que ya existe infraestructura instalada, además de que su geología es bien conocida; sin embargo, estos sitios suelen ser antiguos, por lo que requieren de constante mantenimiento. No obstante, debido a sus bajos costos y a sus ciclos de inyección–extracción (un ciclo de inyección y extracción por año), este tipo de tecnología se considera adecuada para llevar a cabo un almacenamiento de tipo estratégico.

## 2 EXPERIENCIA INTERNACIONAL EN MATERIA DE ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL

La experiencia de política pública en materia de almacenamiento de gas natural a nivel internacional ha evolucionado de forma gradual, hasta lograr que diversos países cuenten con instalaciones de almacenamiento para uso estratégico, operativo y comercial. En ese sentido, es fundamental conocer la experiencia de diversos países en la implementación del almacenamiento como una práctica pertinente para la seguridad energética.

La Unión Europea diseñó una estrategia de seguridad energética en la que se establecieron diversas iniciativas para beneficiar el entorno energético de los países miembros. Una de las más importantes es el cumplimiento del Reglamento 994/2010<sup>3</sup>, cuyo objetivo es garantizar la seguridad del suministro de gas natural a los países miembros en situaciones de interrupciones en el abasto.

A continuación, se presentan, a manera de resumen, las soluciones que diferentes países han diseñado para satisfacer sus requerimientos de almacenamiento de gas natural.

**Tabla 2. Experiencia Internacional**

País	Canadá	España	E.U.A.	Italia
<b>Año inicial de la política de almacenamiento</b>	1962	1998	1985	2000
<b>Institución responsable</b>	National Energy Board (NEB)	Comisión de Reservas Estratégicas (CORES)	Federal Energy Regulatory Commission (FERC)	La Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI)
<b>Atribución de la institución responsable</b>	Costos de transporte y distribución	Mantener existencias mínimas de seguridad	Otorgar permisos	Tarifas, acceso a la red y proteger al usuario final
<b>Obligación de tener gas de stock</b>	No	Sí	No	Sí
<b>Nivel de obligación</b>	No	35 días de sus ventas o consumos de carácter firme, en los 12 meses anteriores.	No	Suficiente para cubrir el equivalente de una interrupción del 50% de la capacidad máxima durante

<sup>3</sup> <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32010R0994&qid=1504623959849&from=EN>

País	Canadá	España	E.U.A.	Italia
				un período de 60 días.
<b>Sujetos obligados</b>	–	Comercializadores de gas natural y los consumidores directos en el mercado, vía socialización de costos en tarifa de infraestructura	–	Almacenamiento estratégico: empresas que importan el gas Almacenamiento operativo: Entidades que ejercen la actividad de venta
<b>Tipo de almacenamiento</b>	Comercial	Estratégico y Comercial	Comercial	Estratégico y Comercial
<b>Tecnología</b>	Yacimientos inviábiles económicamente para la extracción de hidrocarburos y domos salinos.	GNL, Yacimientos inviábiles económicamente para la extracción de hidrocarburos y domos salinos.	Yacimientos inviábiles económicamente para la extracción de hidrocarburos Cavernas Salinas y Terminales de GNL	Yacimientos inviábiles económicamente para la extracción de hidrocarburos
<b>Capacidad de enfrentar una falla en su infraestructura</b>	Sí	Sí	Sí	Sí
<b>Propietario de la superficie de almacenamiento</b>	La Corona (Provincias), el propietario de los derechos del gas, propietarios del hidrocarburo, dependiendo de la Provincia.	Titular de exploración, investigación, explotación o almacenamiento de hidrocarburos	Individuos/ organización que tiene derecho sobre la superficie	Concesionarios autorizados por el Ministerio de Energía italiano

Fuente: Elaboración propia, con información de (ISEEE, 2009), (EIA, US Energy Information Administration) y (Stoccaggio, 2016).

## 2.1 Canadá

En 1990 la provincia de Alberta introdujo legislación para tratar los derechos de propiedad del almacenamiento del hidrocarburo y las regalías correspondientes en los yacimientos agotados. Al respecto, se instauró que los derechos de almacenamiento son propiedad de la parte que posee el hidrocarburo.

A partir de 1962, Canadá implementó regulación específica para el almacenamiento de gas natural. La regulación estableció la obligación a los participantes del mercado de desarrollar instalaciones de almacenamiento o de suscribir contratos con terceros, cuyos costos fueron reconocidos en las distintas tarifas de los servicios públicos; asimismo, la regulación consolidó que las ganancias fueran asignadas adecuadamente entre los

propietarios de la superficie donde se realiza el almacenamiento –Corona o Provincias– como para el dueño del hidrocarburo y los propietarios de las instalaciones.

Posteriormente, Canadá inició el proceso de desregular el almacenamiento, al considerarlo una actividad con posibilidad de competir en el mercado. En algunos casos, ya ha determinado eliminar los cargos de almacenamiento de la base tarifaria de las empresas reguladas permitiéndoles participar en un mercado competitivo con cargos basados en el mercado, en lugar de tarifas basadas en el costo del servicio (ISEEE, 2009).

## 2.2 Estados Unidos

En la actualidad los propietarios/operadores principales de las instalaciones de almacenamiento son empresas de gasoductos interestatales, compañías de gasoductos intraestatales, compañías de distribución local (LDC) y proveedores independientes de servicios de almacenamiento. Cuando una instalación de almacenamiento sirve al comercio interestatal, está sujeta a la jurisdicción de la FERC, de lo contrario, está regulada localmente por el Estado (Natural Gas Org, 2013).

Si bien ocasionalmente los almacenistas llegan a realizar actividades de comercialización de gas natural, la mayor parte del Gas de trabajo es propiedad de los usuarios que reservan capacidad –que pueden ser las LDC o usuarios finales propietarios del gas–. El tipo de entidad que posee/opera la instalación es quien determina cómo se utiliza la capacidad de almacenamiento de esa instalación y lo ofrece al mercado a través de contratos de servicio con tarifas libremente pactadas entre las partes (EIA, US Energy Information Administrator, s.f.).

## 2.3 España

En España, la Comisión de Reservas Estratégicas es responsable de mantener las condiciones para la operación normal del sistema y es la entidad que tiene por objeto la constitución, mantenimiento y gestión de las existencias de carácter estratégico.

Tanto para transportistas como para comercializadores y consumidores, la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de gas natural se determina en 20 días de sus ventas o consumos de carácter firme en los 12 meses anteriores.<sup>4</sup>

El Gestor Técnico del sistema gasista español es ENAGAS GTS S. A. U., mientras que el operador del mercado organizado de gas natural y gestor de garantías con las cuales se realiza la asignación de capacidad de almacenamiento –a través de subastas– es la empresa de capital público y privado MIBGAS S. A.

---

<sup>4</sup> Artículo 10. Obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad. Orden ITC/3128/2011.

Para el sector del gas natural en España, la infraestructura se desarrolla bajo un sistema regulado que permite la recuperación total de los costos por parte del desarrollador, con lo cual se asegura el retorno de las inversiones, a través de la socialización del costo entre los usuarios de la infraestructura de gas natural. Aunque es posible desarrollar infraestructura fuera del sistema regulado, esta opción es poco atractiva por el riesgo que implica el carecer de una garantía de recuperación de costos.

## 2.4 Italia

El almacenamiento de gas natural en yacimientos se realiza en régimen de concesión, con una validez no superior a veinte años, otorgada por el Ministerio de Desarrollo Económico. La agencia reguladora es la encargada de establecer las obligaciones de las partes que realizan las actividades de almacenamiento (Stoccaggio, 2016). Existe almacenamiento estratégico, para efectos de seguridad energética, así como almacenamiento comercial disponible para los agentes del mercado.

El decreto legislativo núm. 164/2000 introdujo el derecho de los operadores a tener acceso a las instalaciones de transporte, almacenamiento y procesamiento de gas situadas en el territorio italiano. El Decreto también otorgó a la Autoridad para la electricidad (AEEG, por sus siglas en italiano) la facultad de establecer las tarifas pertinentes y los criterios no discriminatorios para permitir que los nuevos operadores utilicen la red nacional (códigos de red). La red de transporte de gas, dividida en las redes nacionales y regionales, es operada por un pequeño número de empresas. La principal empresa de transporte, Società Nazionale Metanodotti (SNAM), es el principal operador del sector y gestiona la red nacional. El segundo es Società Gasdotti Italia SpA, que opera una serie de redes regionales.

De acuerdo al Decreto legislativo 164 del año 2000, los titulares de concesiones de almacenamiento tienen la obligación de gestionar de manera coordinada e integrada el conjunto de la capacidad de almacenamiento de Gas de trabajo, así como la obligación de asegurar y proveer el servicio de almacenamiento estratégico y de balanceo.<sup>5</sup>

Los titulares de concesiones de almacenamiento de gas natural tienen la obligación de garantizar y proporcionar servicios de almacenamiento estratégico y de balanceo para los usuarios que lo soliciten donde el sistema a su disposición tenga la capacidad adecuada, y siempre que los servicios solicitados por el usuario sean técnica y económicamente viables sobre la base de criterios establecidos.

Las necesidades de nuevos campos y capacidad de almacenamiento estratégico están planificadas por el gobierno italiano a través del gestor del sistema. Las tarifas correspondientes son definidas por el regulador en conjunto con el Ministerio. Las

---

<sup>5</sup> Artículo 12, Decreto legislativo 164/2000.

empresas de almacenamiento ofrecen servicios a los transportistas y clientes finales que participan en un sistema de asignación basado en subastas.

A través de la Ley del 24 de marzo de 2012, se considera que las nuevas instalaciones para el transporte y expendio de gas natural que están destinadas a implementar el sistema de red nacional son de interés público; por este motivo, están sujetos a la autorización previa del Ministerio de Desarrollo Económico. Generalmente, las empresas interesadas en este tipo de negocios entran en acuerdos específicos con organismos nacionales y locales. La actividad de almacenamiento de gas se realiza sobre la base de concesiones otorgadas a los operadores luego de los procedimientos de licitación pública.

El almacenamiento estratégico debe ser suficiente para cubrir al menos el equivalente a una interrupción del 50% de la capacidad máxima en el punto de entrada nacional principal durante un periodo de 60 días. Cada año la cantidad de almacenamiento estratégico es establecida por el Ministerio. De conformidad con la referida ley, todos los importadores y los productores nacionales sufragan los costos de la reserva estratégica de gas natural a través de las tarifas de la infraestructura (EIA, 2016). De conformidad con el decreto legislativo<sup>6</sup>, los costos correspondientes al servicio de almacenamiento estratégico correrán a cargo de los productores e importadores de gas sobre la base de una parte de sus volúmenes de gas producidos y/o importados (CEER, 2014).

---

<sup>6</sup> Artículo 12, párrafo 11-bis del decreto legislativo 164 del 2000, modificado por el Decreto legislativo N° 93/11, y el párrafo 1 del artículo 1 del Decreto ministerial de 29 de marzo de 2012.



### 3 MARCO NORMATIVO

En diciembre de 2013, el Congreso de la Unión aprobó la Reforma Constitucional en Materia Energética a los artículos 25, 27 y 28 de la *Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos*, que refuerza el papel del sector energético como articulador del crecimiento económico nacional para transitar hacia la creación de mercados competitivos con participación de particulares en todos los puntos de la cadena de valor y libertad de precios.

Derivado de lo anterior, el 14 de agosto de 2014 se publicaron las leyes secundarias en materia energética y con ello, nace el nuevo marco regulatorio y entramado jurídico del sector energético.

Entre las leyes secundarias, la *Ley de Hidrocarburos*, en el artículo 80, fracción II, faculta a la Sener para determinar la política pública en materia de almacenamiento y garantía de suministro de hidrocarburos y petrolíferos a fin de salvaguardar los intereses y la seguridad nacionales, como se describe textualmente a continuación:

***De la Regulación y Obligaciones de las demás Actividades de la Industria de Hidrocarburos***

***Artículo 80.– Corresponde a la Secretaría de Energía:***

***Fracción II. Determinar la política pública en materia energética aplicable a los niveles de Almacenamiento y a la garantía de suministro de Hidrocarburos y Petrolíferos, a fin de salvaguardar los intereses y la seguridad nacionales.***

***Con base en lo anterior, la Secretaría de Energía y la Comisión Reguladora de Energía establecerán, mediante disposiciones de carácter general o bien en los permisos correspondientes, las medidas que deberán cumplir los Permisarios respecto de dicha política pública.***

***La gestión de los niveles mínimos de almacenamiento podrá ser llevada a cabo por la Secretaría de Energía o por la instancia que ésta designe.***



## 4 DIAGNÓSTICO

La presente administración detonó la *Estrategia Integral de Suministro de Gas Natural*, misma que incluyó un programa intensivo para construir infraestructura de transporte de gas natural. Con ello, nuestro país amplía sus fuentes de suministro y mejora el acceso al mercado de Estados Unidos, cuya estructura de precios es la más competitiva del mundo.

Asimismo, la Reforma Energética permitió implementar la *Política Pública para la Implementación del Mercado de Gas Natural*, que hoy permite que los precios en México de este hidrocarburo sean definidos por el mercado y que la capacidad de transporte del Sistrangas esté totalmente reservada. En ese sentido, las condiciones fundamentales para un suministro continuo pueden considerarse atendidas. En este contexto, la Sener, en ejercicio de las facultades que la legislación le atribuye, considera necesario determinar una política pública en materia energética aplicable a la creación de una reserva estratégica y una operativa de gas natural, que coadyuve a garantizar el suministro de este hidrocarburo, a fin de salvaguardar el interés y la seguridad nacionales.

### 4.1 Antecedentes

En 2012, México presentó un déficit de infraestructura de transporte que causó recurrentes suspensiones en el suministro de gas natural, lo que incrementó el riesgo en la seguridad operativa y provocó que Pemex –en su carácter de operador de la infraestructura de transporte– solicitara a los usuarios interconectados al sistema, reducir su consumo por determinados periodos de tiempo, lo que se conoció como alertas críticas.

La situación más extrema se presentó el 18 de septiembre de 2012, cuando se registró un evento en el Centro Receptor de Gas y Condensados de Pemex–Exploración y Producción<sup>7</sup>, donde una explosión dañó el sistema de gasoductos que alimenta al CPG Burgos provocando una interrupción al suministro de gas natural.<sup>8</sup> Lo anterior ocasionó que durante los 37 días que duraron las reparaciones, el STNI dejara de recibir un total de 32,560 MMpc.

En 2012 y 2013 se suscitaron 22 y 13 alertas críticas respectivamente, causando importantes afectaciones económicas a los consumidores industriales. Tan solo en 2013,

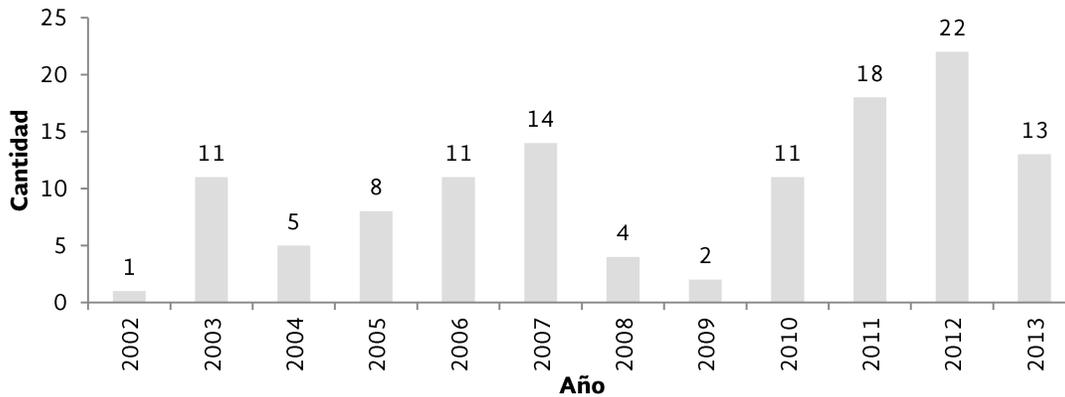
---

<sup>7</sup> Ubicado en el kilómetro 19 de la carretera Reynosa-Monterrey.

<sup>8</sup> Dicho Centro hasta ese momento inyectaba un promedio de 880 MMpcd de gas natural al SNG en la región norte del país.

el Banco de México estimó que las alertas críticas provocaron una caída de 0.3 puntos en el Producto Interno Bruto<sup>9</sup>.

**Ilustración 6. Alertas Críticas, 2002–2013**



Fuente: Elaboración propia con información de (PEMEX, 2014)

#### **4.1.1 Estrategia integral de suministro de gas natural**

Para reducir la incidencia de alertas críticas, el 12 de agosto de 2013 el Gobierno Federal a través de la Sener, desarrolló una estrategia integral para resolver el problema del déficit de infraestructura de gas natural, con el objetivo de que el país contara con un suministro confiable, seguro y oportuno del energético a precios competitivos. Esta estrategia se denominó *Estrategia Integral de Suministro de Gas Natural* y consta de cinco acciones: (i) incrementar la importación de gas natural licuado por barco; (ii) aumentar la inversión en gas para tener una mayor producción nacional; (iii) ampliar la infraestructura de transporte de gas por ductos; (iv) explorar y evaluar las posibles reservas de aceite y gas de lutitas en territorio nacional y (v) ampliar la producción de los hidrocarburos, para lo que se requeriría la aprobación de una reforma constitucional en materia energética que en ese momento ya se encontraba en elaboración.

La implementación de esta estrategia ha dado resultados. Al inicio de 2012, operaban en México 11,347 km de gasoductos de transporte. También existían 13 interconexiones para la importación de gas natural desde Estados Unidos, 4 de ellas conectadas al entonces STNI. Estas interconexiones tenían una capacidad de importación de 2,758 MMpcd. Actualmente, el país cuenta con 13,733 km de gasoductos en operación y 6,694 km en desarrollo. En 2016 entraron en operación 2 interconexiones de internación adicionales con una capacidad de 2,300 MMpcd.

<sup>9</sup> Banco de México, 2013.

### **4.1.2 Reforma Energética de 2013**

El aspecto más relevante para la reconfiguración de la organización industrial del gas natural es la Reforma Energética, misma que tiene su origen en el *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.

Este Decreto, al modificar tres artículos constitucionales y establecer distintas disposiciones transitorias, dio origen a la modernización del sector energético nacional, reafirmando la propiedad de la Nación sobre los hidrocarburos del subsuelo y manteniendo la rectoría del Estado. Esta reforma promueve la participación de empresas privadas en áreas que anteriormente le estaban reservadas al Estado y crea las condiciones para el surgimiento de mercados competitivos en las cadenas de valor de la electricidad y los hidrocarburos, particularmente el gas natural.

Las disposiciones transitorias del Decreto sientan las bases para construir un nuevo modelo para la industria de los hidrocarburos, en la cual se fomenta la participación de los particulares en todas las actividades de la cadena de valor, como complemento a Pemex y CFE.

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

La Reforma Energética creó nuevas instituciones que a la fecha se encuentran en funcionamiento, tales como el Cenagas, organismo encargado de gestionar, administrar y operar el Sistrangas, y estableció a los órganos reguladores coordinados en materia energética —CNH y CRE— atribuciones fortalecidas para el óptimo desarrollo y funcionamiento de los mercados energéticos.

### **4.1.3 Política Pública para la Implementación del Mercado de Gas Natural**

Con el fin de promover el desarrollo de la utilización de gas natural, el 25 de julio de 2016, la Sener presentó la *Política Pública para la implementación del mercado de gas natural*, la cual sienta las bases para crear un mercado de gas natural eficiente y competitivo que promueva las inversiones y la entrada de nuevos participantes. Dicha política pública está alineada con el *Plan Nacional de Desarrollo 2013–2018* con la finalidad de cumplir con los objetivos de: (i) abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva, y (ii) garantizar reglas claras que incentiven el desarrollo de un mercado interno competitivo.

A la fecha, para la implementación de dicha política pública, los distintos actores del sector hidrocarburos han realizado las siguientes acciones:

- El Cenagas condujo la primera Temporada Abierta del Sistrangas, en la que se asignaron 2.3 millones de GJ por día, cantidad que se suma a lo que previamente se había asignado a las EPE y lo que ya se encontraba reservado en los contratos preexistentes de reserva de capacidad. Con esto, el Cenagas ofrece a partir del 1 de julio de 2017 el servicio de transporte en base firme por más de 6.3 millones de GJ en el Sistrangas, cantidad que representa el 97% del total de capacidad disponible.
- La CRE aprobó condiciones de regulación asimétrica a Pemex mediante la Resolución RES/997/2015, publicada en el DOF el 15 de febrero de 2016 con la finalidad de incentivar la entrada de nuevos participantes en el mercado de gas natural, específicamente en la actividad de comercialización. Dicha Resolución crea el denominado *Programa de Cesión de Contratos*, cuyo objetivo es que Pemex ponga a disposición del mercado el 70% de sus contratos de comercialización; este programa, junto con las disposiciones administrativas de carácter general aplicables a la comercialización de gas natural, establece condiciones de regulación asimétrica a Pemex, sus organismos subsidiarios, sus filiales y divisiones y cualquier otro controlado por estos entes.
- El Órgano de Gobierno de la CRE, el 15 de junio de 2017, emitió un acuerdo mediante el cual dejó sin efectos la metodología para la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de VPM para que éstos se determinen bajo condiciones de libre mercado. Lo anterior permitirá a los usuarios contar con suministro de gas a precios competitivos.
- La CRE, a partir de julio de este año publica mensualmente el *Índice de Referencia Nacional de Precios de Gas Natural al Mayoreo*, cuyo objetivo es reflejar el promedio de los precios de las transacciones realizadas de manera libre y voluntaria en el mercado mexicano.<sup>10</sup>

## 4.2 Situación actual

A efectos de explicar la relevancia que representa para el país el establecimiento de almacenamiento de gas natural, a continuación, se refieren los principales elementos del balance energético de dicho hidrocarburo, cuyos resultados denotan la necesidad de llevar

---

<sup>10</sup> La metodología para el cálculo del Índice de Referencia Nacional de Precios de Gas Natural al Mayoreo se aprobó el 17 de agosto de 2017 mediante Acuerdo A/034/2017. El índice puede ser consultado en la siguiente página web: <https://www.gob.mx/cre/documentos/indice-de-referencia-nacional-de-precios-de-gas-natural-al-mayoreo-ipgn>

a cabo un desarrollo de infraestructura suficiente que permita fortalecer la seguridad energética nacional.

## **4.2.1 Infraestructura de gas natural en México**

La cadena de valor del gas natural inicia con la producción de gas natural húmedo que Pemex y diversos particulares realizan en México, misma que se entrega a los CPG existentes en el país. Una segunda fuente de suministro es la importación del hidrocarburo, ya sea a través de gasoductos que conectan las fronteras de Estados Unidos y México o a través de barcos que transportan GNL a las terminales, donde es almacenado en tanques para su posterior regasificación.

Posteriormente, el gas natural es transportado y distribuido, en su mayoría a través de gasoductos, hacia los centros de consumo del país. A continuación, se describe la principal estructura que conforma la cadena de valor del gas natural.

### **4.2.1.1 Procesamiento de gas natural**

El procesamiento consiste en la separación del gas natural de otros gases o líquidos para su transformación o comercialización y es una actividad regulada que requiere de un permiso otorgado por la Sener.

Actualmente existen 9 permisos de procesamiento, todos ellos otorgados a Pemex Transformación Industrial.

### **4.2.1.2 Infraestructura de importación**

México atiende una proporción importante de la demanda de gas natural a partir de la importación desde Estados Unidos por los denominados *ductos de internación*<sup>11</sup>. Previo a 2012 se contaba con 17 puntos de internación, 5 de ellos interconectados al SNG, con una capacidad agregada de 2,758 MMpcd.

En 2014 entraron en operación los ductos de internación de Tucson–Sásabe y Agua Dulce–Camargo. Este último incrementó la capacidad de importación en 2,100 MMpcd, lo que prácticamente duplicó la capacidad de importación del país.

En el primer trimestre de 2017, los ductos de internación Waha–Presidio y Waha–San Elizario entraron en operación con una capacidad de 1,356 MMpcd y 1,135 MMpcd, respectivamente.

En 2018 entrará en operación el ducto Nueva Era que tendrá una capacidad total de 600 MMpcd<sup>12</sup> y a finales de 2018 entrará en operación el ducto de internación Nueces–

---

<sup>11</sup> Artículo 4, fracción XII de la *Ley de Hidrocarburos*.

<sup>12</sup> La CFE tiene reservada capacidad equivalente a 504 MMpcd.

Brownsville impulsado por la CFE con una capacidad de 2,600 MMpcd. Este ducto será la fuente de suministro del gasoducto Sur de Texas–Tuxpan, también conocido como gasoducto Marino.

Hacia 2020, se tiene contemplado un proyecto de puntos de internación que permitirá aumentar la capacidad de importación, lo que proporcionará mayor certidumbre y fomentará la participación de nuevos agentes en las actividades de comercio internacional de gas natural.

#### **4.2.1.3 Almacenamiento de gas natural licuado**

Actualmente México cuenta con tres terminales de almacenamiento y regasificación de gas natural licuado, ubicadas en Ensenada, Baja California, Manzanillo, Colima y Altamira, Tamaulipas. A continuación, se describen sus principales características:

**Tabla 3. Terminales de almacenamiento y regasificación en México**

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

Fuente: (CRE, Permisos de Gas Natural, 2016)

#### **4.2.1.4 La red nacional de gasoductos**

Actualmente el país cuenta con 13,733 km de gasoductos, lo cual permite suministrar a 23 estados de la República Mexicana. Diversos sistemas de transporte conforman esta red, entre los que sobresale el Sistrangas, que integra a los siguientes sistemas de transporte: (i) SNG, (ii) Gasoducto de Tamaulipas, (iii) Gasoducto Gas Natural del Noroeste, (iv) Gasoducto de Bajío, (v) Gasoducto Los Ramones I, (vi) Gasoducto Los Ramones II Norte y (vii) Gasoducto Los Ramones II Sur. En conjunto suman 10,068 km, con una capacidad de transporte de 6,307 MMpcd, cubriendo 20 entidades federativas.

Adicionalmente, existen otros sistemas de transporte de gas natural de propiedad privada que complementan la cadena de valor nacional y las importaciones por gasoducto desde Estados Unidos.

En los últimos cinco años, se han concluido 10 nuevos gasoductos, que añadieron 2,386 km a la red nacional. Dentro de estos proyectos, sobresale la conclusión del gasoducto Los Ramones Fase II Sur, el cual conforma la tercera parte del proyecto Los Ramones, atravesando los Estados de San Luis Potosí, Querétaro y Guanajuato.

Actualmente están en construcción 5,058 km correspondientes a 13 gasoductos, incluyendo el gasoducto Marino que llevará gas natural desde el condado de Nueces en Texas, al puerto de Tuxpan en Veracruz y cuya construcción inició en mayo de 2017. Se estima que hacia el 2019 el incremento total sea de 7,444 km.

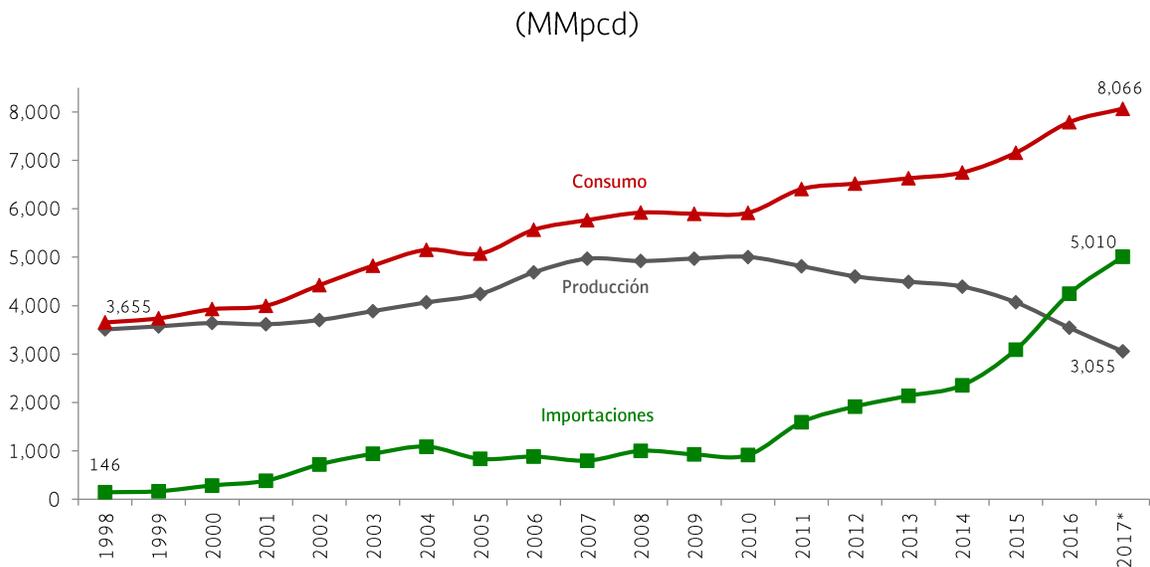
El Anexo 1 incluye la red de gasoductos actual y en desarrollo. Diversos proyectos han sido construidos en virtud de procesos licitatorios conducidos por la CFE. El mapa incluye aquellos desarrollos descritos en el Plan Quinquenal y su última revisión anual, publicados por la Sener el 14 de octubre de 2015 y el 31 de marzo de 2017, respectivamente.

### 4.2.2 Oferta de gas natural

Desde 2010, la oferta de gas natural nacional ha decrecido debido a la caída en la producción por la declinación natural de los principales yacimientos de hidrocarburos. La demanda de gas natural impulsada principalmente por el sector eléctrico mantuvo una tasa de crecimiento media anual de 2.6%. Por lo anterior, a partir de 2016, nuestro país se convirtió en un importador neto de gas natural.

En 2017, el país importa aproximadamente 4,800 MMpcd de gas natural para poder satisfacer los requerimientos del energético.

**Ilustración 7. Balance de gas natural 1997–2017.**



\*Datos Disponibles hasta diciembre de 2017.  
Fuente: Elaboración propia con base en (SIE, 2017), (Pemex, 2017) y (EIA, 2017).

La oferta de gas natural en México se conforma por la producción nacional y las importaciones continentales, provenientes de Estados Unidos, e importación de gas natural licuado. En 2017, las importaciones continentales provenientes de los Estados

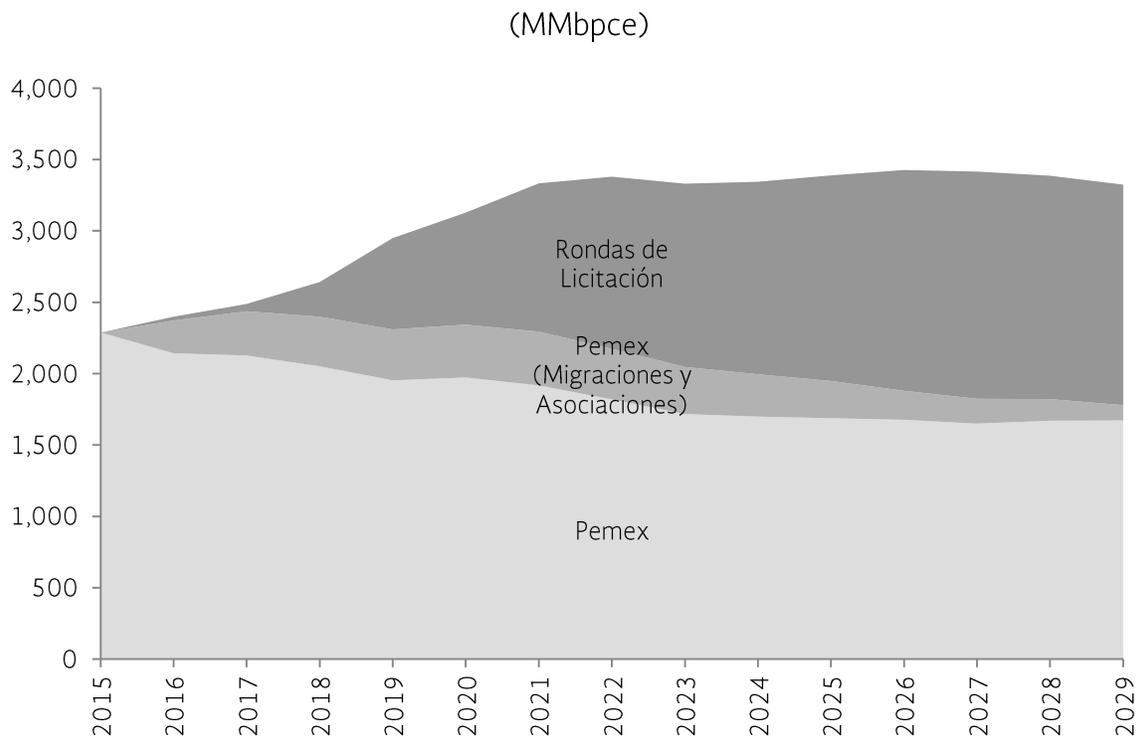
Unidos representaron el 87% del total de la importación, el restante es importado a través de las Terminales de Regasificación.

#### 4.2.2.1 Producción Nacional

La apertura a la participación de empresas privadas en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en territorio nacional complementará los esfuerzos de Pemex para revertir la caída de la producción de hidrocarburos en los próximos años.

En el *Plan Quinquenal de Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015–2019, Evaluación 2016 y Nueva Estrategia 2017* se identifican 579 áreas contractuales que suman una superficie de exploración y extracción de poco más de 239 mil kilómetros cuadrados, con recursos prospectivos equivalentes a 42,680.9 MMbpce y volumen original remanente por 47,590 MMbpce.<sup>13</sup>

**Ilustración 8. Prospectiva de producción de gas natural**



<sup>13</sup> *Plan Quinquenal de Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015–2019, Evaluación 2016 y Nueva Estrategia 2017*, disponible en: <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/plan-quinquenal-de-licitaciones-para-la-exploracion-y-extraccion-de-hidrocarburos-2015-2019-98261>

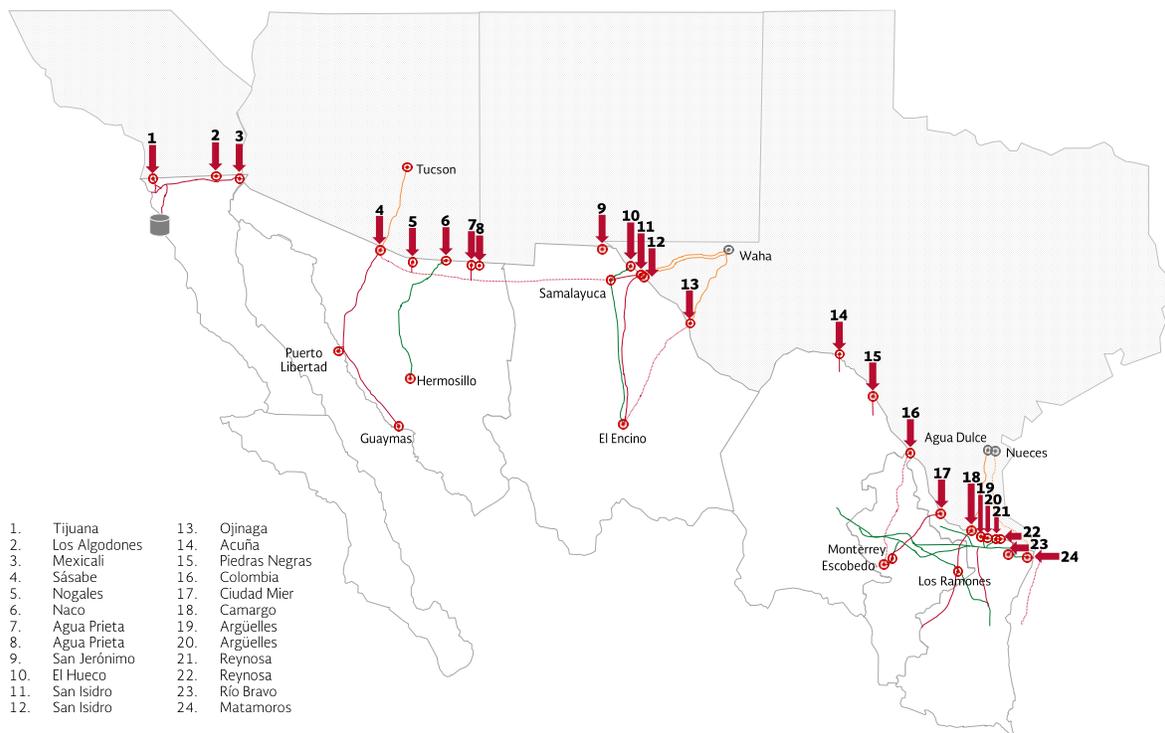
### 4.2.2.2 Importación

En el mediano y largo plazo el incremento en la producción permitirá disminuir la dependencia del país de las importaciones. Sin embargo, para cubrir la demanda de gas natural de corto plazo, éstas mantendrán un papel relevante.

A partir de este escenario, la presente administración ha impulsado el desarrollo de infraestructura que permita el acceso al gas natural proveniente de Estados Unidos, para aprovechar los precios competitivos del energético.

Como se mencionó anteriormente, a finales de la presente administración la capacidad de importación desde Estados Unidos se ubicará por encima de los 10,000 MMpcd y permitirá asegurar el suministro de gas natural que demanda el país.

**Ilustración 9. Ductos de Internación**



Fuente: Elaboración propia con base en los permisos de la CRE e información de la EIA.

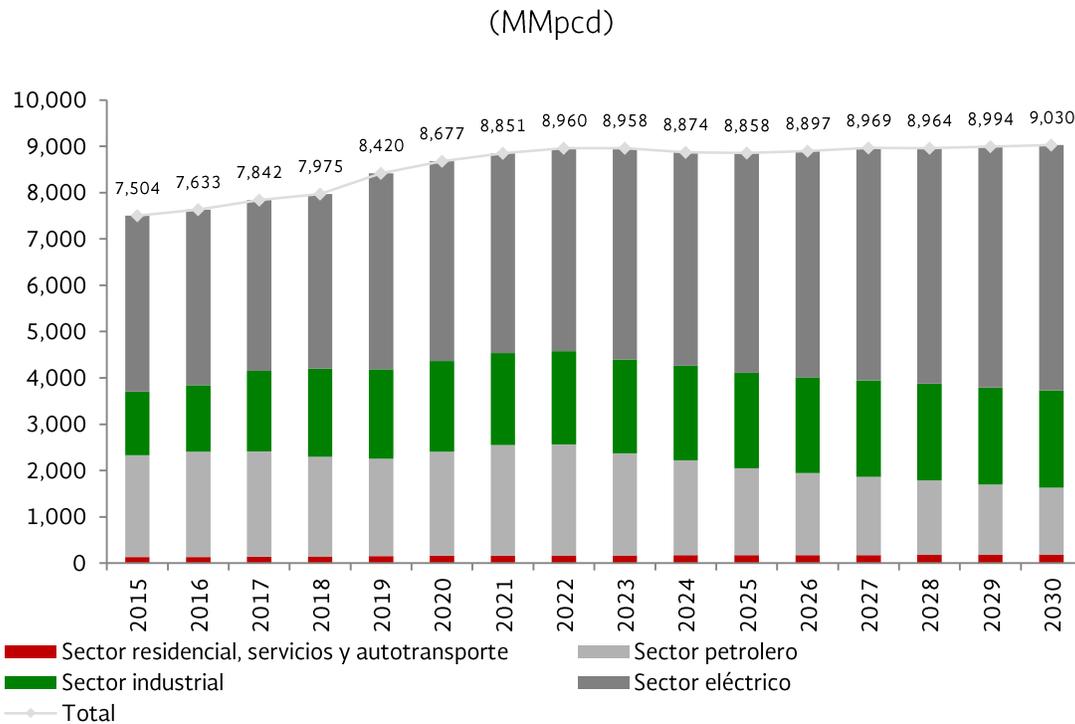
### 4.2.3 Demanda de gas natural

De acuerdo con la *Prospectiva de gas natural 2016–2030*, en el año 2015 la demanda de combustibles fósiles a nivel nacional, alcanzó un volumen de 17,115 MMpcd, de lo cual el 43.8% correspondió a la demanda de gas natural.

Actualmente el sector eléctrico es el principal consumidor de gas natural. Este sector demandó un volumen de 3,228 MMpcd en 2015, lo que representó un aumento del 8.5% respecto al año anterior. Este consumo se mantendrá al alza y será usado principalmente en centrales de generación, con el principal interés de reducir el consumo de combustibles más caros y contaminantes.

Para el año 2030, se espera un aumento en la demanda con una tasa media de crecimiento del 5.53% respecto a 2015, incremento detonado principalmente por la construcción y entrada en operación de nuevos gasoductos. En esta estimación, el sector eléctrico se mantendrá como el principal consumidor del hidrocarburo.

**Ilustración 10. Demanda de gas natural 2015 y 2030**



Fuente: Prospectiva de gas natural 2016–2030

### 4.3 Evaluación de la capacidad de almacenamiento

Un país que cuenta con adecuadas condiciones de seguridad energética<sup>14</sup> puede mitigar los impactos de una interrupción del suministro del hidrocarburo por eventos imprevisibles o ineludibles, tales como problemas técnicos que afecten la producción de gas natural, la infraestructura de transporte, desastres naturales, actos de sabotaje, o la geopolítica de los mercados energéticos.

<sup>14</sup> Seguridad energética: Disponibilidad ininterrumpida de fuentes de energía a un precio asequible. (AIE, 2017).

En los países miembros de la Unión Europea, la disminución en la producción de gas natural y el incremento del consumo del energético ocasionó una dependencia de las importaciones desde 2003, las cuales provienen principalmente de Rusia.

En 2003, el porcentaje de las importaciones de la Unión Europea representó el 46% del consumo, el 50% en 2010 y se estima que para 2020 y 2030 representará el 62% y 70% respectivamente (Unión Europea, 2010).

Los países de la Unión Europea han elegido diversas opciones para disminuir el riesgo de interrupción del suministro, entre los que destacan: i) diversificación de las fuentes de abasto, ii) el financiamiento para la construcción de gasoductos, iii) incremento de puntos de importación y iv) firma de contratos a largo plazo con los proveedores.

Sin embargo, estos mecanismos tienen una capacidad limitada para absorber los efectos de incidentes que puedan poner en riesgo el suministro. En el corto plazo, para contribuir con la continuidad de los servicios, el almacenamiento de gas natural es indispensable.

Con el propósito de dimensionar la necesidad y pertinencia del almacenamiento de gas natural en México, es necesario evaluar la vulnerabilidad de la red nacional de gasoductos ante la falla de alguna de sus fuentes de suministro. Para ello, se adoptó la metodología establecida en la Regulación 994 de la Unión Europea, la cual tiene como objetivo *“establecer disposiciones destinadas a garantizar la seguridad del suministro de gas de forma que se garantice el funcionamiento adecuado y continuo de su mercado interior del gas natural, permitiendo la aplicación de medidas excepcionales cuando el mercado no pueda seguir aportando los suministros necesarios de gas”* (Unión Europea, 2010).

#### **4.3.1 Desarrollo de la metodología adoptada para la determinación de almacenamiento**

Uno de los elementos nodales de la metodología referida es la **capacidad técnica de suministro**. Ésta se calcula a partir de una situación excepcional que afecte la operación normal de un sistema, misma que puede ser ocasionada por problemas técnicos en la producción o en la infraestructura de transporte, suspensión parcial o total del suministro en un gasoducto de importación o en una terminal de GNL, así como incidentes, actos de sabotaje o ataques directos a la infraestructura.

Ante una falla en la principal fuente de suministro, cuando un sistema tiene la capacidad de atender su demanda máxima se considera que cuenta con la capacidad y redundancia suficiente para su adecuada operación y por ende contribuye con la seguridad energética del sistema de transporte, región o país de que se trate.

En contraste, si existe una limitada capacidad de suministro ante una falla mayor, se concluye que existe la necesidad de implementar acciones correctivas, como pueden ser el desarrollo de: (i) nuevos gasoductos de transporte que incrementen la redundancia del

sistema, (ii) almacenamiento específico en la zona, o (iii) interconexiones a zonas adyacentes con capacidad de almacenamiento, entre otras.

Por lo anterior, se define a la **capacidad técnica máxima de suministro** como el porcentaje de la demanda que puede ser atendido satisfactoriamente ante la pérdida de volumen de gas natural abastecido por la principal infraestructura de suministro.

El modelo implementado<sup>15</sup> para determinar la **capacidad técnica máxima de suministro** — $C_{sm}$ — incluye variables relativas a la oferta algunas de las cuales se asumen en condición de falla, siempre que sea la infraestructura de suministro más relevante—, a la demanda de gas natural, así como a la inyección proveniente de almacenamiento distinto a GNL.

Las variables relativas a la oferta son: (i)  $I_m$  importaciones, (ii)  $P_m$  producción en los CPG, (iii)  $GC_m$  gas natural directo de campos, (iv)  $A_m$  capacidad de inyección proveniente de almacenamiento distinto a GNL, (v)  $GNL_m$  regasificación –o licuefacción, en su caso– de GNL, y (vi)  $F_m$  falla en la infraestructura de suministro se considera aquella causa o evento que interrumpa o afecte las condiciones normales operativas del Sistema y que como consecuencia de ello, el suministro no pueda ser abastecido por otra infraestructura.

La variable correspondiente a la demanda se define como la demanda total máxima en los últimos veinte años,  $D_{max}$ . En el Anexo 2 se describe esta Metodología con mayor detalle. La ecuación del modelo implementado es:

$$C_{sm} = \frac{I_m + P_m + GC_m + A_m + GNL_m - F_m}{D_{max}} * 100$$

Donde:

- $C_{sm}$  = Capacidad técnica máxima de suministro (%).
- $I_m$  = Importaciones máximas.
- $P_m$  = Producción de CPG.
- $GC_m$  = Gas natural directo de campos.
- $A_m$  = Inyección proveniente de almacenamiento distinto a GNL.
- $GNL_m$  = Regasificación de GNL.
- $F_m$  = Falla en la infraestructura de suministro más importante.

<sup>15</sup>Elaboración propia con base en el Reglamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2017 sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas y por el que se deroga el Reglamento (UE) n°.994/2010.

$D_{max}$  = Demanda máxima.

A manera de resumen, si en un sistema, la variable  $Cs_m$  es menor al 100%, significa que ante una falla en la infraestructura más importante de dicho sistema, resulta imposible atender la demanda, lo que es indicativo sobre la necesidad de contar con almacenamiento o bien de incrementarlo.

De manera análoga, cuando la **capacidad técnica máxima de suministro** es igual o superior al 100%, se concluye que la infraestructura existente en la región cubre las necesidades de suministro.

Una vez determinada la **capacidad técnica máxima de suministro**, es necesario calcular la cantidad de gas a inyectar al sistema a efectos de cubrir el déficit detectado. En este ejercicio, se asume que esa cantidad de gas natural provendrá del almacenamiento disponible en el sistema nacional distinto a GNL, pues esta fuente de suministro está considerada en la propia metodología.

La simulación incluyó la demanda de los estados de Sinaloa, Guerrero y Quintana Roo, que actualmente no consumen gas natural, pero existen proyectos en desarrollo contenidos en el Plan Quinquenal para estos estados. Por otro lado, se contempló dentro del análisis prospectivo la evolución de la oferta y demanda nacionales de gas natural.

A fin de determinar la cantidad de gas natural proveniente de almacenamiento distinto al GNL necesaria para atender la demanda total del país ( $A_m$ ), se analizaron cuatro escenarios:

- a) **Escenario 2016:** se evaluó la  $Cs_m$  a partir de datos reales tanto para la oferta como para la demanda máximas reportadas, considerando dos fallas ocurridas ese año con mayor impacto negativo en el suministro de gas natural al sistema: (i) explosión de la plataforma de Abkatun, con un déficit de 200 MMpcd durante 60 días y (ii) explosión en la Estación de compresión de King Ranch, con un déficit de 270 MMpcd durante 21 días, al tiempo que se contabilizó la cantidad de GNL efectivamente inyectada al sistema durante el periodo analizado.
- b) **Escenario 2019:** se evaluó la  $Cs_m$  considerando la oferta estimada con base en la infraestructura prevista en el Plan Quinquenal, oferta de gas natural proveniente de los campos licitados en las Rondas, máxima capacidad de regasificación de GNL disponible para el Sistrangas y la demanda nacional del año 2019 que prevé la Prospectiva 2016–2030, así como una afectación en el gasoducto Los Ramones y en los CPG. Es importante tomar en cuenta que dichas afectaciones no se suponen como simultáneas.
- c) **Escenario 2022:** se evaluó la  $Cs_m$  considerando la oferta estimada mediante información prevista en el Plan Quinquenal, oferta de gas natural proveniente de los campos licitados en las Rondas, máxima capacidad de regasificación de GNL disponible para el Sistrangas y demanda nacional para 2022 reportada en la

Prospectiva 2016–2030, simulando los impactos de tres afectaciones no simultáneas: (i) afectación en los CPG, (ii) suspensión de servicio en el gasoducto Los Ramones y (iii) en el gasoducto Sur de Texas–Tuxpan.

**d) Escenario 2029:** se evaluó la  $C_{sm}$  considerando los mismos elementos asumidos en el escenario 2022 actualizados a 2029.

Conforme a los requerimientos del modelo, los cálculos fueron realizados con los flujos máximos de cada variable en los escenarios descritos, cuyos resultados se resumen en la siguiente tabla:

**Tabla 4. Capacidad técnica máxima de suministro  $C_{sm}$  para satisfacer la demanda (%)**

Infraestructura con falla	2016	2019	2022	2029
Plataforma Abkatun–A, estación de compresión King Ranch	96%	NA	NA	NA
Gasoducto Los Ramones	NA	97%	89%	80%
Centros procesadores de gas	NA	98%	93%	90%
Gasoducto Sur de Texas–Tuxpan	NA	NA	83%	74%

Como puede observarse, **ante las afectaciones simuladas en ningún caso la oferta de gas disponible en el sistema, incluyendo GNL, es suficiente para atender la totalidad de la demanda** –la  $C_{sm}$  siempre es menor a 100%–, por lo que **es necesario contar con almacenamiento distinto al GNL** en el país.

Con lo anterior, se determinó la inyección proveniente de almacenamiento ( $A_m$ ) que se requeriría para satisfacer la demanda al 100% ante las afectaciones no simultáneas consideradas en el análisis. Los resultados se muestran en la Tabla 5.

**Tabla 5. Inyección proveniente de almacenamiento distinto a GNL ( $A_m$ ) para satisfacer la demanda al 100% (MMpcd)**

Infraestructura con falla	2019	2022	2029
Gasoducto Los Ramones	251	978	1,771
Centros procesadores de gas	129	643	871
Gasoducto Sur de Texas–Tuxpan	NA	1,478	2,271

### 4.3.2 Determinación del nivel de inventarios estratégicos de gas natural

Una vez determinada la inyección necesaria para atender la demanda total ante un escenario de falla, es necesario dimensionar la cantidad de gas que debe haber almacenado para alcanzar dicha inyección. A este volumen se le conoce como Gas de trabajo ( $V_T$ ).

Para obtener el volumen de Gas de trabajo se utilizó una tasa de extracción promedio obtenida del cociente de la capacidad de entrega de gas entre el volumen de Gas de trabajo de diferentes tecnologías en Estados Unidos<sup>16</sup>. Los cálculos necesarios para determinar  $V_T$  se describen en el Anexo 2, obteniendo los siguientes resultados:

**Tabla 6. Volumen Gas de trabajo ( $V_T$ )**  
(MMpc)

Infraestructura con falla	2019	2022	2029
Gasoducto Los Ramones	7,001	27,280	49,400
Centros procesadores de gas	3,598	17,936	24,296
Gasoducto Sur de Texas–Tuxpan	NA	41,227	63,347
<b>Promedio</b>	<b>5,300</b>	<b>28,815</b>	<b>45,681</b>

Este volumen de Gas de trabajo ( $V_T$ ) representa el inventario mínimo requerido para cubrir el 100% de la demanda máxima diaria ante alguna afectación en la infraestructura más importante. Dicho volumen se puede expresar en términos de días de demanda, resultado de la razón del  $V_T$  entre la  $D_{max}$ , que en promedio resulta en poco más de tres días de demanda para el año 2022 y un poco más de **cinco días de demanda para el año 2029**.

**Tabla 7. Número de días de demanda**

Número de días de demanda $V_T/D_{max}$	2019	2022	2029
Volumen de Gas de trabajo ( $V_T$ )	5,300	28,833	<b>45,681</b>
Demanda máxima ( $D_{max}$ )	8,288	8,828	<b>8,833</b>
Días de demanda equivalente	<1	3	<b>5</b>

<sup>16</sup> (QER Report, Abril 2015) Energy Transmission, Storage, and Distribution Infrastructure. Appendix B: NATURAL GAS



## 5 POLÍTICA PÚBLICA PARA LA CONSTITUCIÓN DE ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL

Con base en el mandato de la Sener establecido en el artículo 80, fracción II, de la *Ley de Hidrocarburos*, en este apartado se describe el esquema de obligaciones para establecer el nivel de almacenamiento aplicable a diversos Permisarios de las actividades reguladas en materia de gas natural.

La presente política pública establece las siguientes obligaciones:

- (i) **Obligación de informar:** los distintos titulares de los permisos otorgados al amparo de la *Ley de Hidrocarburos*, y que sean sujetos obligados conforme a esta política, deberán reportar información periódica en materia de volúmenes producidos, transportados por medio de ductos y almacenados de gas natural, conforme a lo dispuesto en el numeral 5.1.
- (ii) **Obligación de constituir inventarios estratégicos:** el Cenagas deberá contar, a más tardar para el año 2026, con al menos 45 BCF de inventarios estratégicos en el territorio nacional, equivalentes a aproximadamente cinco días de consumo nacional de gas natural, para lo cual coordinará las licitaciones de los proyectos estratégicos de almacenamiento que requiera el país.

Además, llevará a cabo las acciones que le permitan licitar el primero de estos proyectos en el año 2018 con el objeto de constituir al menos 10 BCF de inventario estratégico.

Los costos asociados a los proyectos estratégicos de almacenamiento serán socializados entre los Sistemas de Transporte conforme a lo definido en las secciones siguientes.

- (iii) **Obligación de contar con inventarios operativos:** el Cenagas, en su carácter de gestor del Sistrangas, hasta en tanto se desarrolla el almacenamiento estratégico, deberá llevar a cabo las acciones necesarias para tener acceso a la infraestructura de almacenamiento existente en el país, con la finalidad de contribuir con la continuidad del suministro a los usuarios de sus sistemas y establecer incentivos a la disciplina operativa de sus usuarios.

***Conforme a lo previsto en el artículo 80, fracción II de la Ley de Hidrocarburos, la Sener y la CRE establecerán, mediante Disposiciones Administrativas de Carácter General o bien en los permisos correspondientes, las medidas que deberán cumplir los sujetos obligados respecto de esta Política. Dichas medidas se describen a detalle en las secciones a continuación.***

## 5.1 Reporte de información

La Sener contribuirá con lo dispuesto en la **Política Pública para la Implementación del Mercado de Gas Natural**, mediante la publicación al mercado de información agregada en materia de oferta, demanda e inventarios de este hidrocarburo, lo cual brindará a los agentes económicos elementos para la mejor toma de decisiones. A efecto de que la Sener disponga de la información necesaria para esta publicación, diversos agentes económicos deberán presentar reportes con información en materia de producción, volúmenes conducidos y los niveles de inventarios de gas natural.

**La obligación de presentar información comienza a partir del 1 de octubre de 2018 y recae en los siguientes Permisarios: (i) procesadores de gas natural, (ii) gestores de sistemas integrados, (iii) transportistas de acceso abierto de gas natural, que no formen parte de un Sistema Integrado, y (iv) almacenistas de gas natural.<sup>17</sup>**

**La periodicidad para su entrega será semanal, y el medio de entrega de dicha información por parte de los sujetos obligados será conforme a lo establecido en las disposiciones de carácter general o bien en los permisos correspondientes que para este propósito expidan o modifiquen la Sener y la CRE, conforme a lo previsto en el artículo 80, fracción II de la Ley de Hidrocarburos.**

Lo anterior, sin perjuicio de que la Sener y CRE –en la regulación correspondiente– dispongan la entrega de información adicional relacionada con sus atribuciones y facultades a sus sujetos regulados, respectivamente.

Los Permisarios de las actividades reguladas en materia de gas natural referidos, estarán obligados a reportar, al menos, la siguiente información:

- (i) Los Permisarios de Procesamiento de gas natural, deberán reportar semanalmente a la Sener los volúmenes diarios de gas natural procesado.
- (ii) Los Permisarios de Gestión de Sistemas Integrados y Transporte de acceso abierto que no formen parte de un Sistema Integrado, deberán reportar semanalmente a la CRE los volúmenes conducidos diariamente de gas natural, clasificados por punto de destino, detallando de manera específica los volúmenes extraídos clasificados por tipo de consumo<sup>18</sup>.

---

<sup>17</sup> La *Ley de Hidrocarburos* prevé en su artículo 84, fracción XXI, la obligación de los Permisarios de presentar la información en los términos y formatos que les sea requerida por la Sener o la CRE, en el ámbito de sus competencias, en relación con las actividades reguladas.

<sup>18</sup> Punto de consumo eléctrico, industria petrolera, industrial, residencial y doméstico, exportación, y otros.

(iii) Los Permisarios de Almacenamiento de gas natural deberán reportar semanalmente a la CRE, clasificados por usuario, el nivel de inventarios existente, diferenciando entre el nivel de Gas talón, Gas de trabajo y *Boil-Off Gas*<sup>19</sup> para instalaciones de GNL y entre el Gas colchón y Gas de trabajo para instalaciones de almacenamiento diferente a GNL. Para los casos en que aplique, el Permisario deberá indicar semanalmente el volumen estimado y la fecha de arribo estimada de los cargamentos de GNL adquiridos, así como el volumen inyectado a los tanques de almacenamiento clasificado por usuario.

***En caso de que el CCSE declare alguna situación de emergencia en el abasto, la periodicidad de entrega de los reportes a cargo de los Permisarios de Procesamiento, Almacenamiento, Gestión de Sistemas Integrados y los de Transporte de acceso abierto de gas natural –que no formen parte de algún Sistema Integrado– será diaria. En cuanto el CCSE declare el retorno a condiciones normales, la entrega de información se reanudará de forma semanal.***

## **5.2 Constitución del inventario estratégico**

El objetivo de constituir un inventario estratégico de gas natural es coadyuvar a la seguridad energética del país en la materia.

Consiste en mantener existencias mínimas de dicho combustible para contribuir al abastecimiento del mercado ante posibles eventualidades, como incidentes graves en la infraestructura de transporte o procesamiento, interrupciones que afecten la disponibilidad de fuentes de suministro—ya sean domésticas o de internación—, entre otras, que no sean atribuibles a algún Permisario.

Los inventarios objeto de este apartado tienen el carácter de estratégicos y su utilización requiere de autorización e instrucción del Cenagas, en cumplimiento estricto a las reglas aprobadas por el CCSE.

### **5.2.1 Sujetos obligados a constituir y gestionar inventarios estratégicos de gas natural**

***Los usuarios del Sistrangas y de los sistemas de transporte de acceso abierto de gas natural –conforme a lo descrito en la sección 5.2.2.1– estarán obligados a cubrir los costos asociados con la presente política, en virtud de que serán beneficiarios de las condiciones de seguridad energética que proveerá la infraestructura y los inventarios estratégicos.***

---

<sup>19</sup> El Boil-Off Gas se refiere al vapor de gas natural que se produce en las instalaciones de gas natural licuado de las plantas de regasificación.

El Cenagas –en su carácter de gestor del Sistrangas– y los Permisarios de los sistemas de transporte referidos, estarán obligados a transferir en sus respectivas tarifas, los montos que permitan cubrir los costos del desarrollo y gestión de la infraestructura e inventarios estratégicos asociados a la presente política pública. Los Permisarios de los sistemas de transporte deberán transferir al Cenagas los montos recaudados para que éste realice los pagos correspondientes.

***Las licitaciones de la infraestructura, la constitución y la gestión de los inventarios estratégicos estará a cargo del Cenagas, en su carácter de gestor y administrador independiente del Sistrangas, para contribuir con el abastecimiento del suministro de gas natural en todo el territorio nacional en caso de emergencia.***

***En este sentido, el Cenagas deberá mantener y gestionar en territorio nacional, un inventario estratégico de gas natural de 45 BCF, equivalente a 5 días de demanda nacional de gas natural estimada en el año 2029, conforme a los cálculos presentados en el capítulo 4 de la presente política y para mayor detalle en el Anexo 2. La obligación establecida al Cenagas incluye conducir las licitaciones necesarias para constituir el almacenamiento del inventario estratégico, así como la compra del hidrocarburo<sup>20</sup>, conforme se explica en la sección siguiente.***

***Los inventarios estratégicos referidos deberán estar constituidos en su totalidad a más tardar en el año 2026. Para estos efectos, el Cenagas llevará a cabo el primer proceso de licitación en el año 2018 –que implique un proyecto del al menos 10 BCF– y posteriormente planeará los proyectos subsecuentes conforme evolucione el mercado de gas natural en México hasta constituir los 45 BCF. Dicha planeación y evaluación deberá estar reflejada en el Plan Quinquenal del Sistrangas previsto en el artículo 69 de la Ley de Hidrocarburos y en sus respectivas revisiones anuales. Lo anterior se describe con mayor detalle a continuación.***

## **5.2.2 Desarrollo de la infraestructura de almacenamiento**

Conforme a lo establecido en el artículo 69 de la *Ley de Hidrocarburos*, ***la Sener instruirá al Cenagas licitar los proyectos estratégicos de almacenamiento a desarrollar, con el objetivo de que el país cuente con la infraestructura suficiente para constituir 45 BCF de inventarios estratégicos en 2026.***

Los avances en el programa de licitación de la infraestructura, serán incorporados en los planes quinquenales del Sistrangas previstos en el artículo 69 de la *Ley de Hidrocarburos* y en sus respectivas revisiones anuales, comenzando con la cuarta revisión anual del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015–2019, a publicarse durante el primer trimestre del 2019.

---

<sup>20</sup> Estos 45 BCF deberán constituirse por Gas de trabajo, es decir serán independientes del Gas colchón o Gas talón que requiera la instalación, de acuerdo a la tecnología aplicable.

Además, los avances relevantes se darán a conocer al público a través de los medios que la Sener considere pertinentes.

Derivado de lo expuesto en apartados anteriores, se concluye que el almacenamiento en yacimientos económicamente inviables para la extracción de hidrocarburos es una tecnología que presenta diversas ventajas técnicas y económicas a efectos de mantener inventarios de carácter estratégico.

Por lo anterior y como resultado de los trabajos realizados por diversas instituciones, el pasado 13 de octubre de 2017 el INDAABIN publicó en el DOF, el siguiente criterio de aplicación general en materia de administración del patrimonio inmobiliario federal:

***“Criterio (01/2017) relativo al mejor uso y aprovechamiento de bienes nacionales en términos del Artículo 27 Constitucional respecto a los yacimientos de hidrocarburos que hayan sido dictaminados por la Autoridad Federal competente como económicamente inviables para la extracción de este energético pudiendo ser aprovechados para el almacenamiento de gas natural u otro hidrocarburo, cumplimiento con la normatividad aplicable”.***

Al respecto, la CNH emitirá, por solicitud de la Sener, un dictamen que acredite la calidad de yacimientos inviables para la extracción de hidrocarburos, lo que permitirá que el Cenagas pueda aprovechar dichos yacimientos para llevar a cabo la licitación del servicio de almacenamiento. Con lo anterior, el Cenagas podrá acceder a toda la gama de tecnologías disponibles en el mercado para proponer a la Sener proyectos estratégicos de almacenamiento de gas natural.

En ese sentido, ***por instrucción de la Sener, el Cenagas licitará la construcción, desarrollo y operación por terceros de la infraestructura para constituir el inventario estratégico de gas natural objeto de la presente política, a través de una o más licitaciones de proyectos estratégicos, conforme a lo establecido en el artículo 69 de la Ley de Hidrocarburos. La infraestructura de almacenamiento deberá estar ubicada en territorio nacional y seguir los principios de acceso abierto establecidos en el marco regulatorio.***

Una vez concluida la infraestructura resultante de los procesos licitatorios, el Cenagas administrará la capacidad de almacenamiento en dicha infraestructura y la molécula asociada. La utilización del inventario estará sujeta a lo dispuesto en la sección 5.2.3 siguiente.

#### **5.2.2.1 Cobertura Nacional**

A fin de que el almacenamiento estratégico tenga una cobertura nacional, el Cenagas y los Permisarios de Transporte de acceso abierto y de Almacenamiento –conforme a lo descrito en la presente sección– evaluarán y procurarán el desarrollo de la infraestructura requerida para que los Sistemas de Transporte y el Sistrangas cuenten con interconexiones entre éstos.

Al respecto, es fundamental que existan interconexiones entre el Sistrangas y los sistemas Ojinaga–El Encino, San Isidro–Guadalajara, Sásabe–Mazatlán y Mayakan. Las interconexiones entre estos Sistemas y el Sistrangas permitirán, en primer lugar, incrementar las fuentes de suministro para todas las regiones del país, otorgando a los usuarios finales la posibilidad de diversificar el origen del gas natural que consuman; además, permitirá que una instalación de almacenamiento pueda tener un mayor alcance y cobertura<sup>21</sup> en caso de una emergencia o incluso para otorgar beneficios comerciales a los participantes del mercado.

En ese sentido, el *Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos*, en su artículo 75 establece:

*Los Transportistas por Ductos, Distribuidores por Ductos y Almacenistas sujetos a acceso abierto, estarán obligados a permitir la interconexión de Usuarios a su Sistema, en tanto:*

- I. Exista disponibilidad para prestar el servicio, sin perjuicio de lo previsto en el artículo 71, fracciones II y III de la Ley;*
- II. La interconexión sea técnica y económicamente viable, y*
- III. Las partes celebren un contrato de interconexión.*

*Las condiciones para la interconexión se establecerán en los términos y condiciones para la prestación de los servicios que apruebe y expida la Comisión. Las contraprestaciones que apliquen los Permisionarios por la interconexión a sus sistemas podrán pactarse libremente. Sin perjuicio de lo anterior, los Permisionarios estarán obligados a presentar a la Comisión las contraprestaciones aplicadas, así como los costos respectivos. En cualquier caso, los Permisionarios deberán asegurar un trato no indebidamente discriminatorio entre las personas que soliciten la interconexión.*

*En caso de no existir acuerdo entre las partes respecto de los términos y condiciones o las contraprestaciones para la interconexión, se estará a lo que resuelva la Comisión, conforme a la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, quien podrá requerir la información necesaria para su evaluación.*

Por lo anterior, y en cumplimiento a lo establecido en las *Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de Acceso Abierto de los Servicios de Transporte por ducto y Almacenamiento de gas natural*, el Cenagas promoverá las interconexiones, extensiones o ampliaciones, a efecto de implementar una cobertura nacional del almacenamiento estratégico. Al respecto, los costos en los que los Permisionarios incurran por el desarrollo

---

<sup>21</sup> Dicha cobertura podría llevarse a cabo físicamente trasladando molécula o vía intercambios (*swaps*).

de esta infraestructura, se recuperarán con base en las disposiciones y normatividad aplicable a través de las tarifas de transporte de cada sistema, autorizadas por la CRE.

La Sener y el Cenagas podrán considerar pertinente la ampliación de la cobertura del almacenamiento estratégico hacia otros Sistemas de Transporte, como parte de la evaluación del crecimiento de la infraestructura de transporte y de las condiciones del mercado, entre otras; o bien a petición de algún Permisionario de Transporte. Dicha ampliación será recogida en el plan quinquenal del Sistrangas previsto en el artículo 69 de la *Ley de Hidrocarburos* y en sus respectivas revisiones anuales.

### **5.2.2.2 Reconocimiento de los costos asociados a los proyectos estratégicos de almacenamiento**

***A efectos de fomentar el uso eficiente y equitativo de la infraestructura, así como garantizar la seguridad energética en todo el país, los costos derivados de la implementación de la presente Política, consistentes en: (i) infraestructura de almacenamiento –únicamente lo correspondiente para constituir el almacenamiento estratégico<sup>22</sup>–, (ii) infraestructura de interconexión, (iii) molécula objeto de almacenamiento estratégico, (iv) gastos pre-operativos incurridos por el Cenagas, así como (v) otros plenamente justificados y aprobados por la CRE; deberán ser transferidos a todos los usuarios del Sistrangas y de los Sistemas de Transporte referidos anteriormente.***

El Cenagas –en su carácter de gestor del Sistrangas– y los Permisionarios de los sistemas de transporte mencionados en la sección anterior, estarán obligados a cobrar en sus respectivas tarifas, los montos que permitan cubrir los mencionados costos. Los Permisionarios de los sistemas de transporte deberán transferir al Cenagas los montos recaudados para que éste realice los pagos correspondientes.

Para ello, resulta indispensable que la adjudicación de los proyectos requeridos por el Cenagas se realice a través de procesos competitivos y de libre competencia, a efectos de crear condiciones que deriven en costos eficientes y éstos sean trasladados a todos los usuarios de estos sistemas.

En la medida en que los procesos de licitación a cargo del Cenagas cumplan con los criterios de competitividad referidos, la CRE estará en posibilidad de autorizar que el ingreso regulado aplicable a las instalaciones de almacenamiento estratégico, sea equivalente a la remuneración prevista que resulte del proceso competitivo que realice el Cenagas por la prestación del servicio licitado, en condiciones de prestación del servicio óptimas para la red nacional de gasoductos, durante el plazo del contrato, consistente con la vida útil del proyecto.

---

<sup>22</sup> En caso de existir interés por almacenamiento comercial el costo asociado a éste no será socializado entre los usuarios de los sistemas.

Es decir, los costos objeto de la implementación de la presente política, únicamente respecto a lo correspondiente a constituir el almacenamiento estratégico, en que incurran el Cenagas y los diversos Permisionarios involucrados, se socializarán entre los usuarios de los sistemas de transporte mencionados en la sección anterior<sup>23</sup> en una asignación eficiente y equitativa que deberá ser propuesta por el Cenagas para aprobación de la CRE.

La propuesta de asignación de costos deberá considerar, cuando menos lo siguiente:

1. Que exista una repartición equitativa y proporcional de costos entre los Sistemas de Transporte referidos y el Sistrangas, y
2. Que evite un múltiple cobro por el servicio de almacenamiento estratégico, aplicable para los usuarios que utilicen múltiples sistemas de transporte para el consumo de gas natural.

### **5.2.2.3 Primer proceso licitatorio para almacenamiento estratégico**

***El Cenagas conducirá el primer proceso licitatorio para una infraestructura de almacenamiento estratégico en el año 2018, mismo que deberá limitarse a yacimientos económicamente inviables para la actividad de explotación de hidrocarburos. Dicho proyecto deberá contemplar al menos 10 BCF de capacidad para almacenamiento de carácter estratégico. El Cenagas contemplará de manera paralela un proceso competitivo para la compra de la molécula asociada, buscando las mejores condiciones económicas.***

A fin de seleccionar las mejores condiciones para detonar el primer proyecto de infraestructura de almacenamiento estratégico, el Cenagas se apoyará de un procedimiento de precalificación de yacimientos inviables para la extracción de hidrocarburos denominado Nominación.

El Cenagas, en colaboración con otras instituciones –la Sener, la CNH, la CRE, entre otras–, pondrá a disposición del público y los interesados un cuarto de datos con la información relevante disponible sobre los yacimientos inviables económicamente para la extracción de hidrocarburos, la infraestructura de transporte de gas natural, así como información socioeconómica de la superficie asociada a diversos sitios, a efectos de que el mercado sea un instrumento para identificar los proyectos más adecuados para el desarrollo de instalaciones de almacenamiento estratégico.

La Nominación será un proceso que permitirá, a las empresas interesadas en el desarrollo de proyectos de almacenamiento estratégico, dar argumentos técnicos, económicos, jurídicos y sociales, sobre los proyectos que otorguen un mayor beneficio en términos de un incremento de la seguridad energética del país. El Cenagas conducirá así los procesos

---

<sup>23</sup> A través de las tarifas reguladas o convencionales que apliquen a los usuarios respectivos.

licitatorios establecidos en cumplimiento a la presente política considerando aquellos proyectos que hayan sido objeto de Nominación.

Concluido este proceso, el Cenagas analizará la información recabada y propondrá para aprobación de la CRE las bases de licitación del proyecto, mismas que se limitarán a proyectos presentados durante el proceso de Nominación.

Posteriormente, **por instrucción de la Sener, el Cenagas licitará el servicio de almacenamiento (que incluirá la construcción, desarrollo y operación por terceros de la infraestructura de almacenamiento) en yacimientos económicamente inviables para la actividad de extracción, previamente objeto de Nominación para constituir al menos 10 BCF de inventario estratégico.** Una vez concluida la infraestructura resultante, el Cenagas gestionará la capacidad de almacenamiento en dicha infraestructura y la molécula asociada.

En concordancia con la normatividad vigente, **el Cenagas deberá llevar a cabo un proceso de Temporada Abierta a fin de incorporar oportunidades de almacenamiento comercial para cualquier interesado –permisionario o usuario final–.** Los costos asociados al almacenamiento comercial serán solventados por los interesados.

Adicionalmente, **el Cenagas, en su caso, deberá promover y, en su caso, licitar la infraestructura complementaria necesaria que otorgue redundancia y flexibilidad al Sistrangas con los demás Sistemas y que permita el envío de gas natural a los demás sistemas de transporte en el país<sup>24</sup>, con la finalidad de contribuir a la continuidad de servicio y diversidad de fuentes de suministro, estando en todo momento apegado a lo que establezca el Plan Quinquenal.**

### 5.2.3 Liberación de los inventarios estratégicos

El almacenamiento estratégico podrá ser utilizado para afrontar una crisis de abastecimiento e interrupciones en el suministro en los distintos sistemas, incluyendo, pero sin limitarse al Sistrangas. **Para su utilización será indispensable la autorización e instrucción del Cenagas de conformidad con las reglas aprobadas por el CCSE.**

Con el objeto de realizar una adecuada revisión al cumplimiento de los objetivos de esta política, en el supuesto de que se presentara una crisis, la Subsecretaría de Hidrocarburos, a través de la Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos y en coordinación con el Grupo de Trabajo de Política Energética y Regulación de Hidrocarburos<sup>25</sup>, mantendrá una vigilancia continua de las condiciones del mercado de gas natural, con base en la información reportada por los Permisionarios en cumplimiento a esta Política, de aquella

---

<sup>24</sup> Es decir, los sistemas Ojinaga–El Encino y San Isidro–Guadalajara, Sásabe–Mazatlán y Mayakan.

<sup>25</sup> Acuerdo CCSE-009/2017 de la Reunión 3 Ordinaria, 30 de mayo de 2017 del CCSE.

información adicional disponible al CCSE a través del sistema de información compartido previsto en el artículo 21, fracción V, de la *Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética*, así como cualquier otra información a la que se tenga acceso de acuerdo al marco regulatorio existente.

Para tal efecto, y dependiendo de la gravedad o nivel de riesgo en cada caso, el CCSE podrá hacer efectiva la liberación de inventarios estratégicos para afrontar la situación de emergencia, e instruirá al Cenagas a gestionar la liberación autorizada, en coordinación con los demás Sistemas de Transporte, de conformidad con las reglas aprobadas por el CCSE. Asimismo, se establecerá el mecanismo para restablecer los niveles de inventarios originales.

En ese sentido, de acuerdo con lo previsto en el artículo 80, fracción V, de la *Ley de Hidrocarburos*, la Sener publicará, con la opinión del CCSE, a más tardar el segundo trimestre del 2018, el plan de emergencia en materia de gas natural.

El plan de emergencia será el instrumento por el cual se regirá el uso de los inventarios estratégicos. Además, incluirá el procedimiento que seguirá la Sener, en coordinación con el Cenagas y el Grupo de Trabajo de Política Energética y Regulación de Hidrocarburos para vigilar las condiciones del mercado de gas natural y así iniciar los protocolos correspondientes en caso de detectarse alguna situación de emergencia. El plan de emergencia incluirá acciones adicionales al uso de inventarios para atender un problema en materia de suministro de gas natural.<sup>26</sup>

### **5.3 Inventarios operativos**

Conforme a lo dispuesto en el artículo 62 de la *Ley de Hidrocarburos* –en su carácter de gestor del Sistrangas– el Cenagas tiene como objeto, entre otros:

- Propiciar el desarrollo de centros de mercado y mercados mayoristas;
- Fomentar la liquidez de los mercados en que participe y asegurar el balance y operación del Sistrangas, de conformidad con las disposiciones aplicables.

Con el propósito de coadyuvar a que el gestor del Sistrangas alcance estos objetivos, hasta en tanto se constituyen inventarios estratégicos y comerciales, es necesario que el Cenagas cuente con un mecanismo que le permita incrementar las condiciones de seguridad energética en su sistema, producto de acciones imprevisibles o bien, para resarcir el impacto producto de indisciplina por parte de los usuarios que puedan poner en riesgo la seguridad operativa y afectar la continuidad de suministro de gas natural a través del sistema.

---

<sup>26</sup> Artículo 80, fracción V de la *Ley de Hidrocarburos*.

Por lo anterior, Cenagas, en su papel de **gestor del Sistrangas, deberá llevar a cabo las acciones que le permitan utilizar la infraestructura existente de almacenamiento de gas natural en el país; es decir, deberá establecer contratos para tener acceso a las terminales de almacenamiento de gas natural licuado, privilegiando los principios de acceso abierto no indebidamente discriminatorio y con las mejores condiciones técnicas y económicas para cumplir con los objetivos del almacenamiento operativo.**

Los costos derivados de esta obligación, deberán ser cubiertos específicamente por aquellos usuarios que hayan causado un desbalance en el sistema, a través del mecanismo previsto para tales efectos en los términos y condiciones para la prestación del servicio del Cenagas, en su carácter de gestor del Sistrangas, aprobados por la CRE. Dicho mecanismo deberá fomentar la disciplina operativa entre los usuarios del sistema.

El Cenagas evaluará y reportará anualmente el uso del inventario operativo en los planes quinquenales del Sistrangas previstos en el artículo 69 de la Ley de Hidrocarburos y en sus respectivas revisiones anuales. El Cenagas deberá incluir lo anterior a partir de la cuarta revisión del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015–2019, a publicarse durante el primer trimestre del 2019 y en los Planes Quinquenales.

***Una vez que el país cuente con la primera infraestructura para el inventario estratégico, la Sener, con la opinión técnica de la CRE, evaluará la pertinencia de retirar la obligación establecida al Cenagas de contar con un inventario operativo, con base en la cantidad de almacenamiento estratégico y comercial existente en el país, así como su ubicación, entre otros factores.***

## **5.4 Cronograma para la implementación de la Política Pública para la constitución de almacenamiento de Gas Natural**

La implementación de la presente política requiere una serie de acciones que deberán llevar a cabo las distintas instituciones del sector en los próximos años.

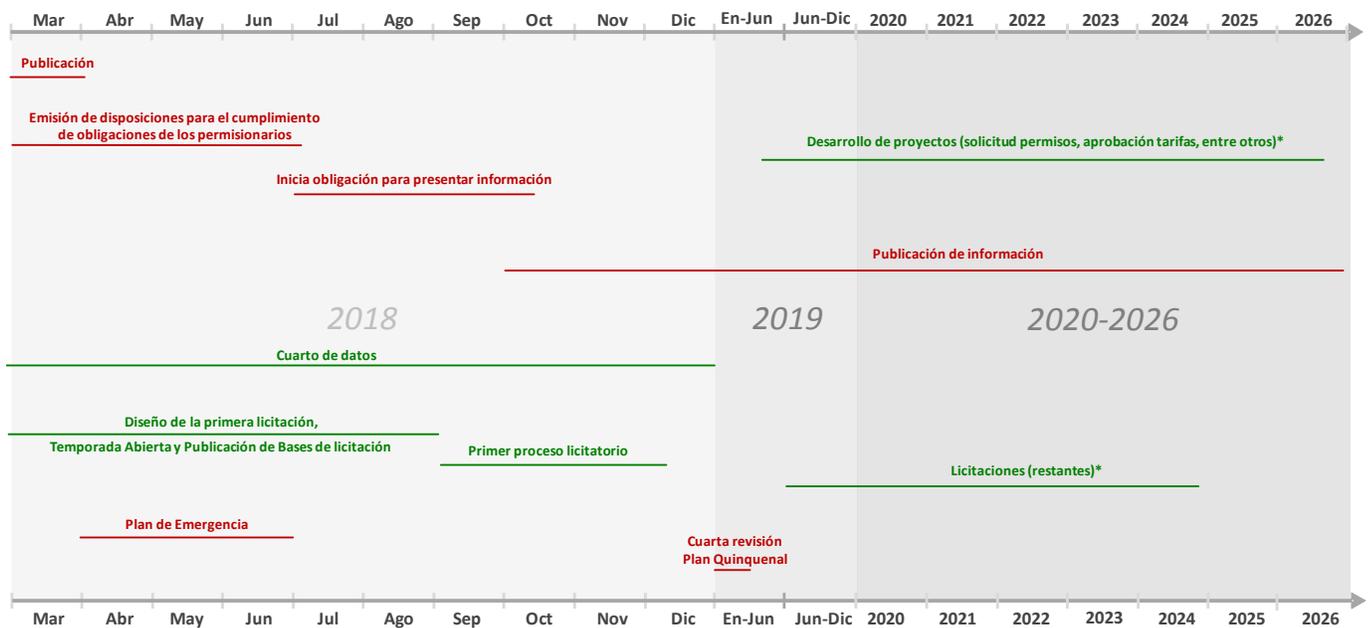
En cumplimiento a lo previsto en el artículo 80, fracción II, segundo párrafo de la Ley de Hidrocarburos, la Sener y la CRE establecerán, mediante disposiciones de carácter general o bien en los permisos correspondientes, las medidas que deberán cumplir los Permisarios respecto de la presente política pública.

La Sener y la CRE establecerán las acciones necesarias a efectos de instruir al Cenagas el desarrollo de los proyectos estratégicos referidos en la presente política. Previa solicitud del Cenagas, la CRE autorizará así los mecanismos de recuperación de costos correspondientes.

El Cenagas diseñará y obtendrá, con el apoyo de la Sener, las aprobaciones necesarias que le permitan conducir en 2018 la primera licitación pública internacional para contar con almacenamiento estratégico en los plazos establecidos en la presente política pública, así como las acciones regulatorias y comerciales que le permitirán contar con almacenamiento operativo.

El siguiente cronograma describe –de manera enunciativa más no limitativa– las acciones a realizar por la Sener, la CRE y el Cenagas, en el ámbito de sus atribuciones a efectos de que los distintos participantes del mercado puedan cumplir con las obligaciones previstas en la presente **Política Pública en materia de Almacenamiento de Gas Natural**:

**Ilustración 11. Cronograma de implementación.**



\* Sujeto a los resultados del primer proceso licitatorio y a la planeación definida en la cuarta revisión del Plan Quinquenal.

## 6 CONCLUSIONES

La **Política Pública en materia de Almacenamiento de Gas Natural** representa un hito de gran importancia para la consolidación de un mercado competitivo de gas natural.

En el nuevo contexto de un mercado abierto derivado de la implementación de la Reforma Energética, este documento constituye el mecanismo mediante el cual nuestro país define la política pública en materia energética aplicable a los niveles de Almacenamiento y a la garantía de suministro de gas natural, a fin de salvaguardar los intereses y la seguridad nacionales.

La gestión de los niveles mínimos queda a cargo del Centro Nacional de Control del Gas Natural, en su carácter de gestor y administrador independiente del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural, pues es el organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, sectorizado a la Secretaría de Energía, que tiene por objeto garantizar la continuidad y seguridad en la prestación de los servicios para contribuir con el abastecimiento del suministro de gas natural en territorio nacional, entre otras actividades.

En este contexto, la constitución de inventarios permitirá que en nuestro país se incentive a su vez la participación de nuevos agentes de mercado, tanto en la construcción de la infraestructura de almacenamiento como en otras actividades de la cadena de valor como el transporte y la comercialización de gas natural.

Con la **Política Pública en materia de Almacenamiento de Gas Natural**, la Secretaría de Energía avanza de manera coordinada con otras autoridades, órganos reguladores e instituciones de la Administración Pública Federal en la implementación de la Reforma Energética en la materia y coadyuva al desarrollo de un mercado líquido de este hidrocarburo, con base en el carácter de utilidad pública de las actividades y servicios al amparo de la *Ley de Hidrocarburos*, en un entorno de acceso abierto no indebidamente discriminatorio, en los términos previstos en dicha ley.



## SECRETARÍA DE ENERGÍA

**Pedro Joaquín Coldwell**

Secretario de Energía

**Aldo Ricardo Flores Quiroga**

Subsecretario de Hidrocarburos

**Luis Alberto Amado Castro**

Jefe de la Unidad de Asuntos Jurídicos

**Gloria Brasdefer Hernández**

Oficial Mayor

**Rosanety Barrios Beltrán**

Jefa de la Unidad de Políticas de Transformación Industrial

**David Eduardo Rosales Hernández**

Director General de Gas Natural y Petroquímicos

# ELABORACIÓN Y REVISIÓN

**Daniela Flores Ramírez**

Directora General Adjunta de Planeación de Gas Natural y Petroquímicos

**Cristina Eunice López Montiel**

Directora de Apoyo Técnico

**Georgina Elizabeth Balderrábano Ponce**

Directora de Apoyo Legal

**Thalya Berrones Sandoval**

Directora de Análisis Económico

**Alejandro Perez García**

Director de Procesamiento y Petroquímica

**Eder Leocadio Cerón**

Director de Gestión de Información

Subdirectores de Área

**Adriana González Arredondo**

**Diego Armando Galicia López**

**Erika Ortiz Sánchez**

**Eunice Morales Sánchez**

**Iraís Ordóñez Casas**

**Linda Riva Palacio Flores**

**Selene Inés Segoviano Murillo**

## AGRADECIMIENTOS

### **Subsecretaría de Electricidad**

Lic. Fernando Zendejas Reyes

### **Comisión Reguladora de Energía**

Guillermo I. García Alcocer

Marcelino Madrigal Martínez

Luis Guillermo Pineda Bernal

Montserrat Ramiro Ximénez

Jesús Serrano Landeros

Guillermo Zúñiga Martínez

Neus Peniche Sala

Meney de la Peza Gándara

María de la Luz Barbes Macías

Mirian Amaro López

Graciela Rojo Chávez

Rubén Pedro Rodríguez Chávez

### **Comisión Nacional de Hidrocarburos**

Juan Carlos Zepeda Molina

Héctor Alberto Acosta Félix

Gaspar Franco Hernández

Sergio Pimentel Vargas

Alma América Porres Luna

Héctor Moreira Rodríguez

Oscar Jaime Roldán Flores

María Adamelia Burgueño Mercado

### **Centro Nacional de Control del Gas Natural**

David Madero Suárez

Eduardo F. Prud'homme Nieves

Mariano Ornelas López

Grissel Montes Romero

Edgar Alejandro de León Cervantes

Regina Ibarquengoytia García

Paola Berenice Vázquez Santiago

### **Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales**

Soraya Pérez Munguía

Eduardo Saúl Topete Pabello