estudios energéticos consultores.
GRUPO MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

Estudio para determinar elementos clave de la Política Pública de distribución de gas natural

Entregable 4. Identificación de elementos clave a considerar en la Política Pública de Suministro de Gas Natural

Versión final

Ciudad de México, 27 de noviembre de 2017
R 1084-17

ENTREGABLE 4. IDENTIFICACIÓN DE ELEMENTOS CLAVE A CONSIDERAR EN LA POLÍTICA PÚBLICA DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL

Contenido

DEFINICIONES Y ACRÓNIMOS 4
PRESENTACIÓN 5
ANTECEDENTES 8
1. PERIODO PREVIO A LA REFORMA ENERGÉTICA 8
2. IMPACTO DE LA REFORMA ENERGÉTICA 9
DIAGNÓSTICO 11
1. EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN MÉXICO 11
1.1. Oferta de Gas Natural 11
1.2. Demanda de Gas Natural 11
1.3. Desarrollo de Infraestructura de Transporte por Ducto 14
2. EVOLUCIÓN DE LA INDUSTRIA DE LA DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL 15
2.1. Permisos de distribución otorgados por la CRE 15
2.2. Resultado de las Licitaciones 19
2.3. Cobertura de usuarios y expansión de la red 20
3. EVOLUCIÓN DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL VEHICULAR 22
4. CAUSAS QUE HAN ORIGINADO DEMORAS EN LA EXPANSIÓN DE LAS REDES, LA COBERTURA DE USUARIOS Y LA UTILIZACIÓN DE GNV 23
4.1. Sociedades de Autoabasto dentro de ZGD 24
4.2. Barreras para extender el uso de GNV 26
5. PERCEPCIÓN DE LOS USUARIOS 27
6. ÍNDICE DE DESARROLLO 28
EXPERIENCIA INTERNACIONAL 30
PROPUESTAS DE POLÍTICA PÚBLICA 35
1. ALTERNATIVAS PARA ELIMINAR BARRERAS EN EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL 35
1.1. Convenios de colaboración entre autoridades en los diversos niveles de gobierno 35
2. ALTERNATIVAS BASADAS EN APOYOS VÍA FINANCIAMIENTO 40
2.1. Financiamiento vía la Banca de Desarrollo 40
2.2. Subsidios focalizados 42
2.3. Modelo de Financiamiento de la Ley de Transición Energética y combinación de las herramientas anteriores 43
2.4. Variante de subasta por los recursos de financiamiento 44
2.5. Medidas fiscales a efecto de agilizar la expansión el suministro de gas natural 45
2.6. Conclusiones sobre fuentes de financiamiento 46
3. PROMOCIÓN VÍA ASOCIACIONES PÚBLICO–PRIVADAS 46
3.1. Las Asociaciones Público-Privadas en el Ámbito Federal 46
3.2. Legislación en materia de Asociaciones Público Privadas a nivel local 47
3.3. Conclusiones sobre la asociación Público Privadas 48
4. POLÍTCAS COMPLEMENTARIAS DE PROTECCIÓN AL ASUARIO 49
4.1. Campañas informativas sobre el uso del gas natural y el GNV 49
4.2. Convenio de colaboración con la Profeco 50
4.3. Plataforma de recepción de quejas 50

4.4. Publicación de estadísticas de desempeño de la industria 51
4.5. Herramientas de apoyo desde el portal de la Sener/CRE 51
4.6. Código de ética de suscripción voluntaria y promoción de sellos o certificados de distinción . 52
4.7. Pagos compensatorios al cliente 52
4.8. Fomento al Uso del Biogás 53

DEFINICIONES Y ACRÓNIMOS

Los conceptos y acrónimos empleados en el presente documento tendrán el significado que a continuación se presenta:

APP:	Asociación Público–Privada.
ASEA:	Agencia de Seguridad Energía y Ambiente.
Banobras:	Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos, S. N. C.
Cenagás:	Centro Nacional de Control del Gas Natural.
Cofece:	Comisión Federal de Competencia Económica
CPEUM:	Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.
CRE:	Comisión Reguladora de Energía.
Consultor	El consorcio formado por Enix, S. C., y Estudios Energéticos Consultores, S. A.
EIC 2015:	Encuesta Intercensal 2015, del Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI).
GLP:	Gas licuado de petróleo.
GNC:	Gas natural comprimido.
GNL:	Gas natural licuado.
GNV:	Gas natural vehicular.
LFCE:	Ley Federal de Competencia Económica.
LH:	Ley de Hidrocarburos.
LORCME:	Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.
LRA27:	Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (abrogada).
mmpcd:	Millones de pies cúbicos diarios.
Pemex:	La Empresa Productiva del Estado Petróleos Mexicanos, sus empresas productivas subsidiarias y filiales.
Profeco:	Procuraduría Federal del Consumidor.
RATTLH:	Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos.
Reforma Energética:	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 Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre de 2013.
RGN:	Reglamento de Gas Natural de 1995 (abrogado).
SAB:	Sociedad de Autoabastecimiento.
Sedesol:	Secretaría de Desarrollo Social.

Sener:	Secretaría de Energía.
SHCP:	Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
SIE:	Sistema de Información Energética de la Sener.
Sistrangas:	Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural.
TUP:	Transporte de usos propios.
USD:	Dólares de los Estados Unidos de América.
ZGD:	Zona geográfica para fines de distribución de gas natural.

PRESENTACIÓN

El presente documento plantea una propuesta de Elementos Clave de Política Pública, a cargo de la Sener, para coadyuvar al desarrollo de la distribución de gas natural en México. El documento es un resumen y conclusiones de un estudio que consta de los apartados siguientes:

1. Los Antecedentes, que tratan sobre las condiciones que dieron origen al desarrollo de la industria de la distribución de gas natural en México a partir de la primera reforma estructural en el sector de ese energético, a mediados de la década de los 90, y las implicaciones posteriores a raíz de la Reforma Energética.

2. El resumen de un estudio de Diagnóstico sobre la forma en que se ha desarrollado la industria de la distribución del gas natural en México, así como del GNV, desde la primera reforma estructural en 1995 hasta nuestros días. El apartado contiene una descripción sucinta de la evolución del mercado del energético en su conjunto, con una focalización en los sectores de menores consumos (residencial, servicios y autotransporte) por tratarse de los sectores atendidos solo por distribuidores. Posteriormente se presenta un análisis puntual de la forma en que han venido creciendo las redes de gas natural en las diversas ZGD, así como la cobertura de usuarios y el desarrollo del GNV. Al respecto, se incluyen secciones que analizan las barreras que han frenado la expansión en estos segmentos del mercado y de la precepción de los usuarios respecto del servicio. Finalmente, se incluye una sección que caracteriza "arquetipos de ZGD" de acuerdo con un Índice de Desarrollo que vincula los años de operación de las redes, la infraestructura instalada y el grado de penetración respecto del potencial.

3. El resumen sobre una investigación de la experiencia internacional llevada a cabo en países seleccionados, que han enfrentado problemáticas similares a la mexicana y han instrumentado políticas públicas que han favorecido la expansión de las redes de distribución y la cobertura de usuarios y del GNV.

4. Las Propuestas de política pública, que estarían a cargo de la Sener, y que coadyuvarían a un mayor dinamismo en la expansión de las redes y la cobertura de usuarios, en cuanto a acciones encaminadas a resolver la problemática enfrentada a nivel de obtención de licencias y

permisos de construcción a nivel local (estatal y municipal) y programas de financiamiento a través de la Banca de Desarrollo.

El análisis que sustenta los resultados de este estudio se realizó a partir de información que obra en fuentes públicas, como el Registro Público de la CRE, el SIE publicado por Sener, reportes de quejas ante Profeco, entre otras, así como de información proporcionada por un conjunto de 15 de los actuales 44 permisionarios de distribución.

En resumen, del estudio destacan los puntos siguientes:

- A raíz de la reforma estructural en el sector de gas natural instrumentada en 1995, la CRE ha definido 30 ZGD en las que ha otorgado 44 permisos para desarrollar la actividad de distribución del energético. Los resultados del modelo instrumentado han sido heterogéneos, aunque con la característica común de que en prácticamente todas las zonas geográficas de distribución los niveles de cobertura de usuarios, una vez terminados los periodos de exclusividad y aún varios años después, se encuentran por debajo del potencial de desarrollo.

- A partir de la información recabada, se identifican "arquetipos de zonas geográficas" en función del tiempo de operación y grado de desarrollo frente al potencial no alcanzado. Se tienen casos extremos donde la expansión ha sido exitosa, en contraste con regiones donde el crecimiento ha sido muy limitado. Los alcances de la cobertura de usuarios, cuyo potencial se mide con base en el número de hogares que cuentan con servicio de agua entubada en los municipios que conforman las ZGD, van desde 1% en Guadalajara, hasta 80% en Monterrey.

- De acuerdo con manifestaciones recabadas de los distribuidores, estos resultados responden a una diversidad de factores, entre los que destacan los siguientes:

  - Aspectos culturales, como falta de conocimiento sobre los beneficios del gas natural o información tendenciosa en contra de su uso, calificándolo de altamente peligroso, lo que ha ocasionado la oposición por diversos sectores de la población.

  - Barreras, demoras y "requisitos extraoficiales" por parte de autoridades locales en el otorgamiento de licencias y permisos de construcción de las redes.

  - Desventaja competitiva y asimetría de regulación en perjuicio del gas natural frente al GLP.

  - La existencia de sistemas de transporte de usos propios bajo la figura de sociedades de autoabasto, cuya operación en "régimen especial" ha impuesto la amenaza de "descremado del mercado" al captar a los usuarios de mayor consumo, que suelen resultar esenciales como ancla de los proyectos de la red de distribución.

- Si bien el intercambio en la matriz de consumo de combustibles a nivel domiciliario entre gas natural y GLP parece responder a diferencias favorables en el precio del gas natural, la baja velocidad de sustitución contrasta con la elevada competitividad de uno frente al otro. Por ejemplo, de 2013 a 2016 los precios del GLP al usuario final fueron 38% más elevados que los del gas natural y, sin embargo, la demanda de GLP decreció muy poco e incluso creció en 2016.

En cualquier caso, el análisis evidencia que los consumidores actúan de manera racional cuando las señales de precio son evidentes y de larga duración. Con el importante diferencial de precios que hoy se observa a favor del gas natural, es razonable concluir que la demanda de ese combustible debería seguir creciendo si las redes de distribución se expanden para alcanzar mayor cobertura de usuarios en el futuro.

- Lo anteriormente señalado presenta algunas analogías a lo que ha sucedido en el sector del GNV. Si bien el consumo de este energético es aún limitado, al representar solo 0.04% de la demanda nacional de gas natural, lo cierto es que su crecimiento relativo ha sido notable, con una tasa anual de 9.9% en los últimos 15 años.

  A fin de dimensionar el incipiente grado de penetración del GNV en el país, al número de permisos de expendio al público en materia de GNV apenas representa 0.3% del total de estaciones de servicio para combustible vehicular (incluyendo estaciones de servicio para gasolinas y diésel).

  A pesar de lo anterior, se vislumbra un futuro prometedor para el GNV gracias al atractivo margen competitivo frente a las gasolinas y el diésel. En niveles de mercado actuales, a precios de las gasolinas que rondan los 16 a 17 pesos por litro, corresponde un precio de GNV, ya despachado en la estación de servicio, de 7 a 8 pesos por litro equivalente. Estos precios incluyen el repago de la inversión en la estación de servicio, así como la rentabilidad del inversionista. Lo anterior significa ahorros para los usuarios de alrededor de 50%. Además, la conversión de vehículos a GNV ha dejado de ser una barrera gracias al avance tecnológico, pues el costo de conversión de un auto liviano de uso intensivo (v. gr., taxis) se repaga en un lapso de 7 meses con el ahorro en el consumo de combustible, y en el caso de un vehículo mayor, tipo microbús, la inversión se recupera en 5 meses.

- A fin de mitigar las barreras que ha enfrentado el país para detonar un mayor crecimiento en la penetración del gas natural a nivel doméstico y comercial vía las redes de distribución, así como del GNV, y con base en el diagnóstico de estos sectores, la Sener plantea la instrumentación de políticas públicas a través de:

  - La celebración de Convenios de Coordinación entre las autoridades de los tres niveles de gobierno, federal, estatal y municipal, con objeto de facilitar el otorgamiento de licencias y permisos de construcción de las redes de distribución y las estaciones de servicio de GNV.

  - Esquemas de incentivos fiscales que permitan a los Municipios acceder a mayores recursos presupuestales en la medida en que se promueva una mayor expansión de las redes de distribución.

  - Esquemas de financiamiento a través de la Banca de Desarrollo, o subsidios, con objeto de aminorar la carga que enfrentan los usuarios potenciales en su decisión de sustituir su consumo de combustibles a favor del gas natural.

ANTECEDENTES

1. PERIODO PREVIO A LA REFORMA ENERGÉTICA

Antes de la expedición del Decreto de Reforma Energética, el sector de gas natural en México, incluyendo al subsector de la distribución por ductos del energético, experimentó un cambio estructural en 1995 como resultado de una reforma a la *Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo*, así como de la expedición de la *Ley de la Comisión Reguladora de Energía* y del *Reglamento de Gas Natural*, todos estos instrumentos hoy abrogados.

Como parte de aquel primer cambio estructural, el régimen en materia de distribución disponía que la CRE delimitaría nuevas ZGD y el primer permiso dentro de cada una de estas sería otorgado a través de un proceso de licitación en dos etapas: valoración técnica y evaluación económica. Los permisos otorgados conferían un periodo de exclusividad por 12 años para prestar el servicio con objeto de ofrecer condiciones propicias para desarrollar la red con base en el plan de negocios del distribuidor ganador. A cambio, el distribuidor se comprometía a alcanzar determinada cobertura de usuarios al quinto año de operaciones y se sujetaba a regulación económica de tarifas y condiciones de prestación del servicio. Desde entonces, existía la obligación de acceso abierto a las redes, por lo que la comercialización de gas a usuarios finales podía ser prestada por personas distintas al distribuidor ("*bypass* comercial"), utilizando su red y pagando por la recepción, conducción y entrega del gas.

Al término del periodo de exclusividad, la CRE podría otorgar nuevos permisos dentro de las ZGD a solicitud de parte interesada, sin mediar proceso de licitación ni conferir exclusividad alguna.

El esquema previó una excepción a la exclusividad través del régimen especial de permisos de "transporte de usos propios". Bajo esta figura, grandes consumidores o conjuntos de consumidores agrupados en "sociedades de autoabasto" (SAB) ubicados dentro de las ZGD, podían obtener los permisos exclusivamente para satisfacer sus propias necesidades de consumo, sin poder enajenar el gas o prestar el servicio de transporte a terceros. Esta forma de "*bypass* físico" presuponía una presión para fomentar la eficiencia en los distribuidores.

El resultado de este régimen, implementado durante poco más de 2 décadas, fue la determinación de 30 ZGD[1], y el otorgamiento de 44 permisos de distribución en 27 estados de la República Mexicana, de los cuales persisten a la fecha 43.[2]

[1] Las cuatro últimas ZGD (Tabasco, Campeche, Mérida y Península) fueron determinadas recientemente, en 2017, bajo el nuevo marco jurídico emanado de la Reforma Energética, y aún no se otorgan permisos en las mismas.
[2] Cananea fue posteriormente integrada a la ZGD de Hermosillo (hoy denominada ZGD de Sonora). Por su parte, lo que originalmente eran dos zonas geográficas, Bajío y Bajío Norte, se consolidaron en una sola denominada Bajío.

Figura 1. Zonas Geográficas de Distribución

Zonas Geográficas			
1	Mexicali	2	Sonora (antes Hermosillo)
3	Piedras Negras	4	Chihuahua
5	Saltillo	6	Toluca
7	Monterrey	8	Nuevo Laredo
9	Ciudad Juárez	10	Río Pánuco
11	Occidente	12	Norte de Tamaulipas
13	D. F. (Ciudad de México)	14	Valle Cuautitlán-Texcoco-Hidalgo
15	Querétaro	16	Bajío (Bajío + Bajío Norte)
17	La Laguna-Durango	18	Puebla-Tlaxcala
19	Guadalajara	20	Morelos
21	Noroeste	22	Veracruz
23	Sinaloa	24	Tijuana
25	Morelia	26	Lara Grajales - San José Chiapa
27	Tabasco	28	Campeche
29	Mérida	30	Península

Fuente: Sener, CRE y Cenagás.

2. IMPACTO DE LA REFORMA ENERGÉTICA

La promulgación de la Reforma Energética, así como la legislación y reglamentación secundarias, plantean retos y oportunidades para el desarrollo del sector de la distribución de gas natural.

Por un lado, la apertura y liberalización del mercado en su conjunto sientan las bases para un mayor desarrollo de infraestructura en materia de almacenamiento y transporte, así como la futura participación de nuevos jugadores, tales como comercializadores y productores de gas, lo que en definitiva mejorará las condiciones de eficiencia en las que los permisionarios de distribución llevan a cabo sus actividades. No obstante, este nuevo paradigma del sector también trae consigo la necesidad de que los distribuidores diseñen estrategias más elaboradas para el desarrollo de sus negocios, toda vez que la nueva y más compleja estructura del mercado contrasta con la anterior situación en la que la mayoría de los permisionarios dependían de una única fuente de suministro en manos de Pemex, lo que si bien resultaba restrictivo, no requería de análisis profundos respecto de sus posibilidades de suministro y captación de usuarios, especialmente los de bajo consumo.

Además, la Reforma Energética da término al esquema de exclusividad en las ZGD. El RATTLH, en sus artículos 38 y 39, dispone lo siguiente:

> ***Artículo 38.-*** *El servicio de Distribución por medio de Ductos comprende la actividad de recibir, conducir y entregar Gas Natural y Petrolíferos, a través de una red de tuberías e instalaciones a Usuarios o Usuarios Finales.*
>
> *Cada permiso de Distribución por medios distintos a Ductos será otorgado para una instalación o conjunto de instalaciones específicas y una capacidad determinada.*
>
> ***Artículo 39.-*** *Cada permiso de Distribución por medio de Ductos de Gas Natural y Petrolíferos será otorgado por la Comisión para una zona geográfica específica considerando las características técnicas y económicas inherentes a dicha actividad que permitan el desarrollo rentable y eficiente de la red de Distribución, su estructura de costos y los planes de desarrollo urbano aprobados por las autoridades competentes, en su caso, conforme a las disposiciones administrativas de carácter general que al efecto expida.*

Para la determinación de las zonas geográficas a que se refiere el párrafo anterior, la Comisión deberá contar además con la opinión de la Secretaría y de las autoridades competentes, incluyendo las de desarrollo urbano, que correspondan.

El Ejecutivo Federal expresamente eliminó, dentro del citado ordenamiento, la exclusividad en las ZGD, que sí estaba previsto en el derogado RGN. Si bien del criterio que se refiere a considerar "…las características técnicas y económicas inherentes a dicha actividad que permitan el desarrollo rentable y eficiente de la red de Distribución" podría interpretarse algún tipo de régimen de exclusividad, a la fecha las autoridades energéticas (Sener y CRE) han optado por no hacer referencia a este concepto bajo el nuevo marco normativo aplicable a la distribución de gas natural por ducto.

Lo anterior se materializa con la definición por parte de la CRE de la denominada Zona Geográfica Única para fines de distribución de gas natural, que abarcará todo el territorio nacional y en la que no se conferirá exclusividad alguna a ningún distribuidor, de tal forma que cualquier interesado que satisfaga los requisitos para obtener el permiso respectivo, podrá operar en la zona de su conveniencia.

La definición de la Zona Geográfica Única aporta importantes ventajas, particularmente por la simplificación administrativa de eliminar los trámites y procesos involucrados en la determinación de las anteriores ZGD. Ello acelerará los plazos para el otorgamiento de permisos o sus modificaciones y, por lo tanto, propicia el desarrollo de los sistemas de distribución y la cobertura de usuarios.

No obstante, se considera que para que esta determinación se materialice en forma de mayor expansión de las redes y mayor cobertura de usuarios, la política pública que la complemente deberá promover el desarrollo de la distribución "…*considerando las características técnicas y económicas inherentes a dicha actividad que permitan el desarrollo rentable y eficiente de la red de Distribución, su estructura de costos y…*", como establecen el artículo 81, fracción V, de la Ley de Hidrocarburos, y el artículo 39 del RATTLH.

Respecto de lo anterior, deberá tenerse presente que los proyectos de inversión para desarrollar redes de distribución de gas natural por ducto son altamente intensivos en capital en la etapa inicial de desarrollo, con rendimientos a escala, largos periodos de repago de la inversión y riesgo comercial en la captación de la cartera de usuarios. Bajo estas condiciones, resultará necesario proponer una política pública que brinde certidumbre a los permisionarios de que sus inversiones serán rentables y podrán recuperarse en plazos razonables. Sin contar con esta certidumbre, podría suceder que la amenaza del "descreme de mercado" se traduzca en que el desarrollo de las redes se oriente selectivamente a cubrir a los usuarios que aporten mayor certidumbre y rentabilidad, y no necesariamente a la masificación en la cobertura de usuarios.

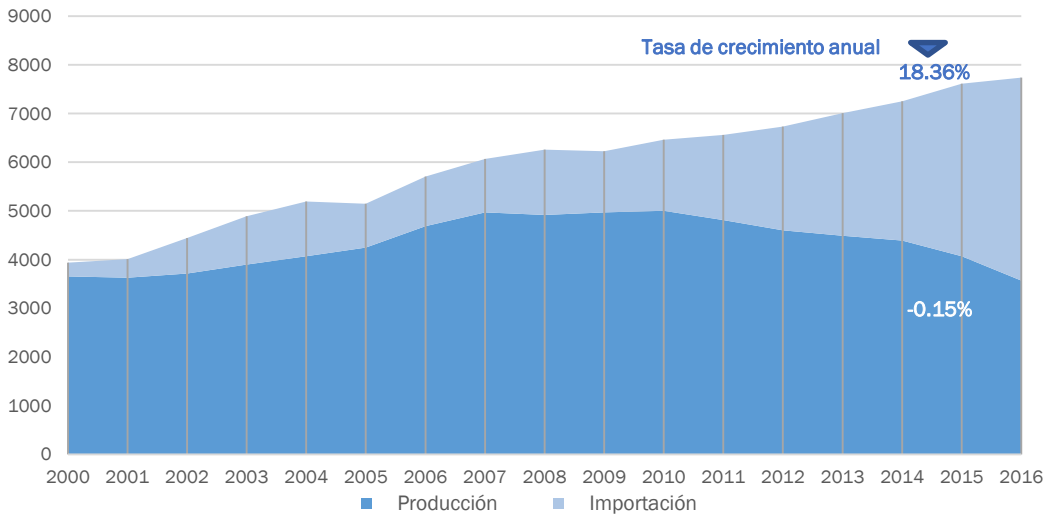
DIAGNÓSTICO

1. EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN MÉXICO

1.1. Oferta de Gas Natural

En el periodo de 2000 a 2016, la oferta total de gas natural, compuesta por la producción nacional e importaciones, creció 96.6%, pasando de un volumen de 3,935 a 7,736 mpcd, con una tasa de crecimiento anual de 4.3%. A pesar de ese sustancial crecimiento, la tendencia evolucionó a un escenario deficitario para México. En 2000, la producción nacional representó 92.9% de la oferta total en el país, participación que decreció a solo 46% en 2016, situación que se explica porque la producción interna no creció al mismo ritmo que la demanda.

Gráfica 1. Oferta de Gas Natural, 2000-2016
(millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Sistema de Información Energética: Sener

1.2. Demanda de Gas Natural

La demanda de gas natural también creció a una tasa acelerada de 4.04% promedio anual desde el año 2000, lo que significó un incremento en dieciséis años de 96%, pasando de 3,888 mpcd en ese año a 7,621 mpcd en 2016. En el periodo, la composición de la demanda del energético ha mostrado un cambio estructural importante, liderado especialmente por el consumo del sector eléctrico:

Tabla 1. Composición de la Demanda de Gas Natural

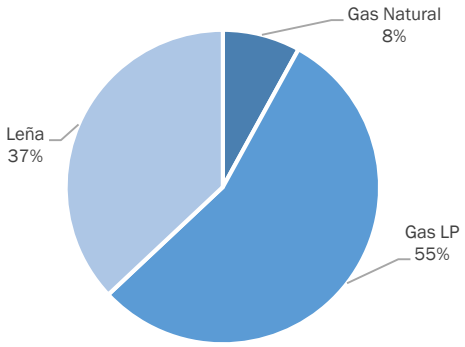
Sectores	Participación en la Demanda	
	2000	2016
Petrolero	45.7%	27.8%
Eléctrico	26.0%	50.9%
Industrial	26.2%	19.5%

Comercial, servicios y autotransporte	2.1%	1.8%
Total	100%	100%

El impulsor de la tendencia creciente en la demanda de gas natural se atribuye al sector eléctrico en virtud del cambio tecnológico, que ha venido privilegiando la generación en ciclos combinados, aunque también el sector industrial en otros segmentos productivos y de transformación aumentó su demanda de gas natural por todas las ventajas competitivas de este combustible frente a sustitutos como el combustóleo, diésel y GLP.

Para focalizar el diagnóstico en la distribución de gas natural, resulta relevante analizar puntualmente los segmentos de menor consumo. En términos de la participación del gas natural en la matriz energética de consumo residencial de combustibles, en 2015 se reporta que la demanda de ese energético apenas alcanzó 8%, en comparación con el consumo del GLP de 55% y la leña con 37%.

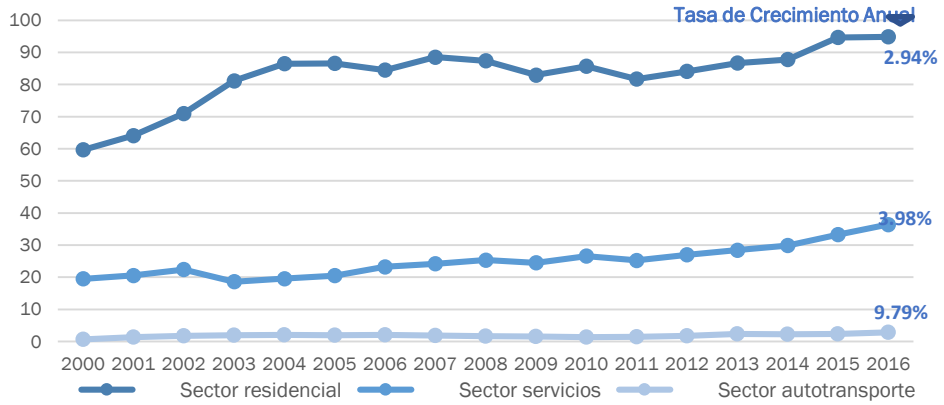
Gráfica 2. Demanda Nacional de Combustibles en el Sector Residencial, 2015



Fuente: Prospectiva de Gas Natural 2016-2030, Sener.

En el periodo de 2000 a 2016 el sector autotransporte, aunque refleja la menor demanda en términos nominales, ha tenido el mayor crecimiento relativo con una importante tasa anual de 9.8%, en tanto que el sector servicios creció en 4%, y el residencial solo en 2.9%.

Gráfica 3. Demanda de Gas Natural. Sectores Residencial, Servicios y Autotransporte, 2000-2016 (millones de pies cúbicos diarios)

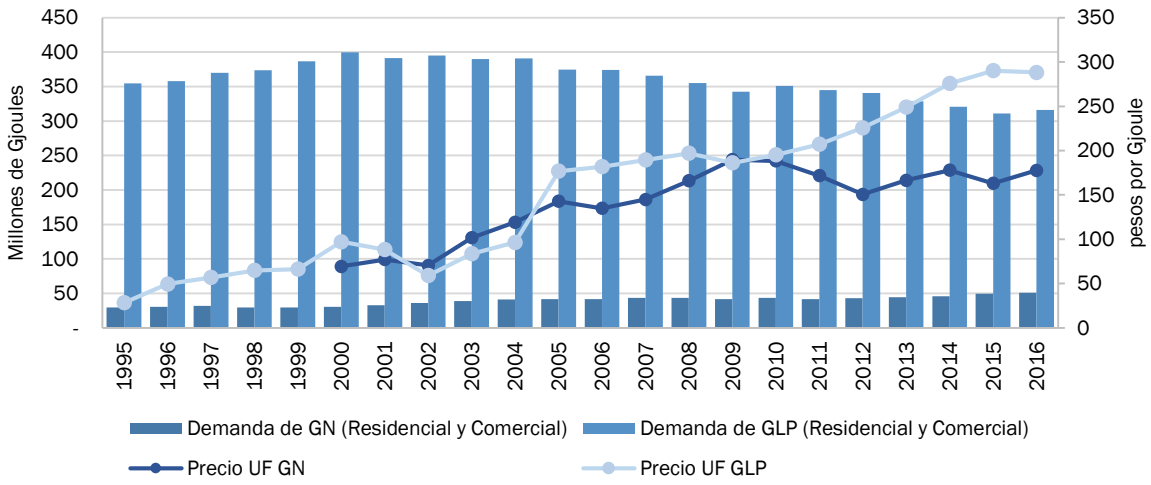


Fuente: Sistema de Información Energética: Sener

De lo anterior se identifica una tendencia que merece atención: si bien el sector autotransporte es el de menor trascendencia relativa en la matriz de consumo de gas natural (solo cerca de 3 mpcd en 2016), es el que ha experimentado la mayor tasa anual de crecimiento, superando incluso al sector eléctrico. En contraste, los sectores residencial y de servicios han tenido un crecimiento más moderado que, a pesar de ello, se equipara a la evolución de la demanda en el sector industrial.

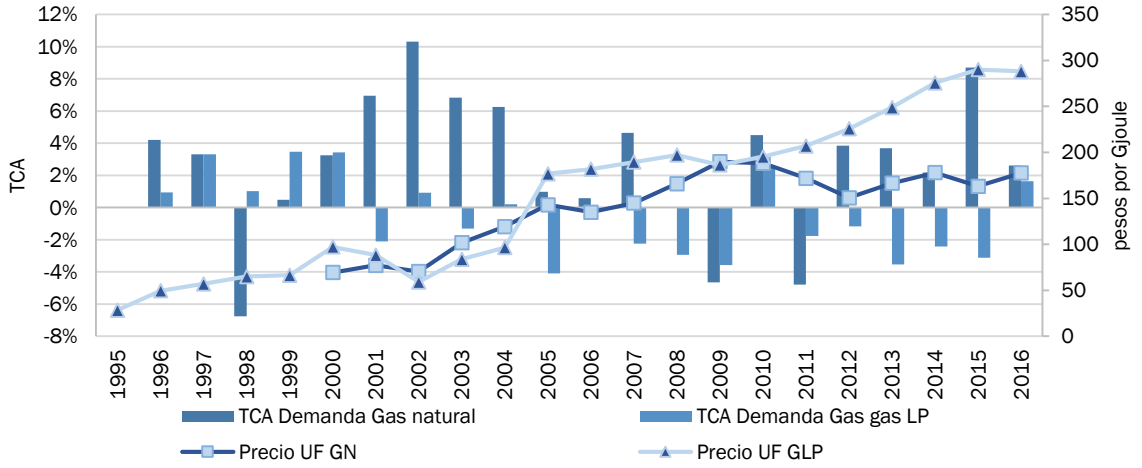
Lo anterior es indicativo del interés creciente en estos segmentos de consumo por utilizar el energético, que en todo caso ha estado restringido, entre otros aspectos, por la moderada expansión de las redes de distribución. En efecto, el análisis de la evolución de la demanda contrastada con la de los precios evidencia la racionalidad económica de los consumidores, toda vez que el consumo relativo de gas natural frente al GLP, por ejemplo, ha respondido a las diferencias relativas de precios entre ambos combustibles.

Gráfica 4. Demanda de Gas Natural y GLP vs. Precios, Sector Residencial



Fuente: Sistema de Información Energética y datos con que cuenta el Consultor

Gráfica 5. Tasa de Crecimiento en Demanda de Gas Natural y GLP vs. Precios, Sector Residencial



Fuente: Sistema de Información Energética y datos con que cuenta el Consultor

En el periodo de análisis, la demanda residencial/comercial de gas natural creció a una tasa promedio anual de 2.7%, en tanto que la de GLP decreció en 0.5%, tendencia especialmente pronunciada en los últimos años, en los que el precio del GLP ha sido 38% superior al del gas natural (2013 a 2016). A partir de 2000 el crecimiento en la demanda de gas natural evoluciona congruentemente con la expansión de las redes de distribución que inició en la segunda mitad de la década previa. Entre 2003 y 2011 la demanda de gas natural muestra un comportamiento errático, que puede ser explicado por la evolución relativa de los precios del energético y del GLP, periodo en el que la competitividad de uno frente al otro no es definitiva. Asimismo, la crisis económica que afectó al país en 2008 y 2009 explica en parte la reducción en la demanda de energéticos en esos años. A partir de 2012 la demanda de gas natural tiene claro un crecimiento positivo, en línea con la forma en que se amplía el diferencial de precios a favor de ese energético, mientras que la demanda de GLP decrece o crece relativamente poco (en 2016).

Desde el punto de vista prospectivo, se esperaría que esta tendencia prevalezca de manera consistente con la competitividad del gas natural frente al GLP. De acuerdo con información de precios a futuro del *New York Mercantile Exchange* (NYMEX), el diferencial de precios se mantendrá hacia adelante, con precios del gas natural (entrega en *Henry Hub*) en niveles entre 3 y 3.50 USD/MMBtu; a su vez, los precios del propano, aunque decrecientes, se mantienen en 10.2 USD/MMBtu para disminuir a 7.1 USD/MMBtu hacia 2021[3].

1.3. Desarrollo de Infraestructura de Transporte por Ducto

El desarrollo de la red de gasoductos de transporte constituye un elemento/restricción que marca, en parte, la evolución de las redes de distribución en el país. En este segmento de la industria, hasta mediados de la década de los 90, toda la infraestructura de transporte por ducto fue desarrollada y operada por Pemex. A partir de la segunda mitad de esa década, en la que se inició con el régimen de permisos emanado de la reforma estructural de aquellos años, todos los nuevos sistemas fueron desarrollados por privados.

La promulgación de la Reforma Energética, junto con la expedición de las leyes y reglamentos que le siguieron, ha transformado las condiciones para el desarrollo de la infraestructura de gasoductos. Entre otros aspectos, se reforzaron, a nivel de Ley, los criterios de acceso abierto efectivo, reglas de desintegración vertical entre actividades (v. gr., la regulación de participación cruzada de capital entre trasporte por ducto y almacenamiento contra la comercialización); se formalizó el Sistrangas y sus planes quinquenales de desarrollo y se creó el Cenagás como su gestor, con lo cual ahora la mayor red de gasoductos en México opera bajo el régimen de acceso abierto y reserva de capacidad.

Los resultados de estos cambios se evidencian en la cantidad de nuevos proyectos de desarrollo de gasoductos, ya iniciados o por iniciar, lo que se refleja en proyectos de redes de distribución nacientes en ubicaciones aledañas a los nuevos gasoductos, como se ve en la Figura 1 anterior.

[3] Los precios empleados en el análisis corresponden a los periodos publicados en el NYMEX.

Figura 2. Red de Gasoductos a 2017

Fuente: Sener y Cenagás

2. EVOLUCIÓN DE LA INDUSTRIA DE LA DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

El análisis de la evolución de la distribución de gas natural en México que se presenta a continuación se llevó a cabo a partir de: i) información que obra en el Registro Público de la CRE, y ii) información específica proporcionada por 15 de los 44 permisionarios de distribución, sobre la evolución de volúmenes conducidos, número de usuarios, expansión de las redes, así como de una encuesta aplicada a esos distribuidores.

2.1. Permisos de distribución otorgados por la CRE

Antes de la reforma estructural instrumentada en 1995, ya venían operando algunas empresas distribuidoras de gas natural en unas cuantas regiones del país, en las cuales se otorgaron los primeros 6 permisos en las ZGD de Piedras Negras, Saltillo, Monterrey, Nuevo Laredo, Ciudad Juárez y Cananea. En estos casos, el otorgamiento del permiso definitivo confirió una exclusividad de 5 años.

Para las nuevas ZGD, el régimen de permisos confirió una exclusividad de 12 años para la prestación del servicio a los permisionarios ganadores de las licitaciones, con la obligación de acceso abierto (posibilidad de *bypass* comercial) y alcanzar coberturas mínimas de nuevos usuarios conectados a la red al quinto año de operaciones. Todas las demás ZGD listadas anteriormente, salvo las de Lara Grajales–San José Chiapa, Tabasco, Campeche, Mérida y Península, siguieron este proceso.

En todos los casos, operó el régimen de excepción a la exclusividad en la figura de los permisos de transporte de usos propios bajo la modalidad de SAB (*bypass* físico a las redes de distribución).

En los primeros años posteriores a la reforma estructural de 1995, nació especial interés por parte de compañías nacionales e internacionales en invertir en el desarrollo de las redes de distribución en el país. En el periodo intermedio, entre 2000 y 2011, ese interés decayó en virtud de diversos factores, como: i) los incrementos y volatilidad en los precios del gas natural, que enfrentaron una competencia asimétrica frente a los precios del GLP que se mantuvieron estables bajo un régimen

administrado; ii) las dificultades enfrentadas por los permisionarios frente a las autoridades municipales para obtener las licencias y permisos de construcción para el tendido de las redes, y iii) la proliferación de sistemas de usos propios bajo la modalidad SAB que, en opinión de los distribuidores, presentaban la amenaza de "descreme de mercado". Prueba de lo anterior es el hecho de que en 2002 y en 2010 se declararon desiertos los procesos de licitación para otorgar los permisos en las ZGD de Veracruz y Morelos, respectivamente.

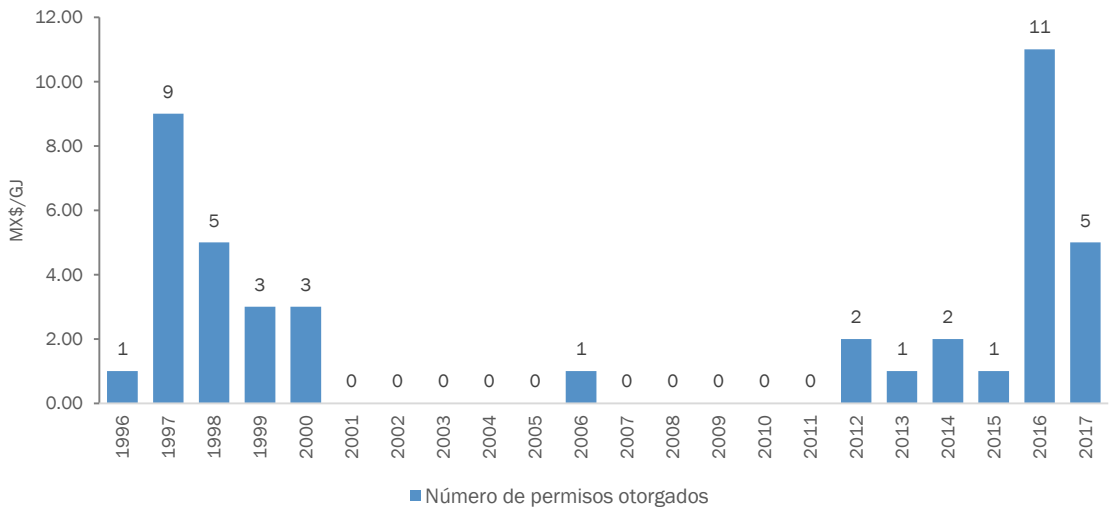
En la actualidad, la expedición de la Reforma Energética, así como de la legislación y reglamentación secundaria, ha impactado a la distribución por ductos de gas natural en dos aspectos relevantes:

a) Por un lado, la exclusividad en la prestación del servicio se eliminó, por lo que la CRE podrá otorgar diversos permisos dentro de una misma ZGD; inclusive, al momento de desarrollar el presente documento, la CRE tiene en consulta un proyecto con el que busca terminar el modelo de ZGD para definir a todo el territorio nacional como una Zona Geográfica Única para fines de distribución de gas natural.

b) Por el otro, la CRE ha interpretado, del nuevo marco jurídico–regulatorio, que los permisos de las SAB solo podrán subsistir en los términos vigentes, lo que implica que no podrán agregar nuevos socios ni aumentar volúmenes de consumo, lo cual obliga a esos permisionarios, en caso de buscar ampliar sus sistemas, a migrar a permisos de distribución, sin exclusividad ni compromiso de cobertura de usuarios.

Lo anterior ha traído consigo una nueva ola de permisos de distribución. Entre 2015 y 2017, la CRE ha otorgado 17 nuevos permisos, algunos de ellos que migraron de anteriores SAB, o bien se trata de nuevos permisos cuya finalidad es suministrar gas natural a usuarios industriales (v. gr., parques industriales) y que en el pasado se habrían solicitado bajo la modalidad de SAB.

Gráfica 6. Número de Permisos otorgados por año



Fuente: Registro Público de la CRE.

La lista de permisos otorgados a la fecha de la elaboración del presente estudio[4], se muestra en la Tabla 2, a continuación:

Tabla 2. Permisos de Distribución Otorgados

Zona Geográfica	Permisionario	Título de Permiso	Fecha de Otorgamiento	Estatus
1. Mexicali	Ecogas México, S. de R. L. de C. V.	G/002/DIS/1996	27/09/1996	Operando
	Gas Natural Zeta, S. A. de C. V.	G/13494/DIS/2016	18/02/2016	En construcción
2. Piedras Negras	Compañía Nacional de Gas, S. A. de C. V.	G/011/DIS/1997	20/03/1997	Operando
	Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V.	G/13499/DIS/2016	18/02/2016	Operando
3. Chihuahua	Ecogas México, S. de R. L. de C. V.	G/013/DIS/1997	20/05/1997	Operando
4. Sonora (antes Hermosillo)	Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V.	G/014/DIS/1997	09/06/1997	Operando
5. Saltillo-Ramos Arispe-Arteaga	Gas Natural México, S. A. de C. V.	G/015/DIS/1997	20/06/1997	Operando
6. Toluca	Gas Natural México, S. A. de C. V.	G/018/DIS/1997	03/09/1997	Operando
7. Monterrey	Compañía Mexicana de Gas, S. A. P. I. de C. V.	G/019/DIS/1997	19/09/1997	Operando
	Gas Natural México, S. A. de C. V., Monterrey	G/033/DIS/1998	24/04/1998	Operando
	Total Gas Natural S. A de C. V.	G/20374/DIS/2017	31/08/2017	Operando
8. Nuevo Laredo	Gas Natural México, S. A. de C. V.	G/021/DIS/1997	17/11/1997	Operando
9. Ciudad Juárez	Gas Natural de Juárez, S.A. de C.V., (GNJ)	G/022/DIS/1997	02/12/1997	Operando
10. Río Pánuco	Tractebel GNP, S. A. de C. V.	G/027/DIS/1997	19/12/1997	Operando
	Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V.	G/304/DIS/2012	20/12/2012	En construcción
11. Norte de Tamaulipas	Tamauligas, S. A. de C. V.	G/032/DIS/1998	27/03/1998	Operando
12. Distrito Federal (Ciudad de México)	Comercializadora Metrogas, S. A. de C. V.	G/041/DIS/1998	03/09/1998	Operando
13. Valle Cuautitlán Texcoco Hidalgo	Consorcio Mexi-Gas, S. A. de C. V.	G/042/DIS/1998	03/09/1998	Operando
	Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V.	G/192/DIS/2006	05/10/2006	Operando

[4] Mediados de noviembre de 2017.

Zona Geográfica	Permisionario	Título de Permiso	Fecha de Otorgamiento	Estatus
	Comercializadora Metrogas, S. A. de C. V.	G/19838/DIS/2016	20/12/2016	Operando
14. Querétaro	Tractebel Digaqro, S. A. de C. V.	G/050/DIS/1998	10/12/1998	Operando
	Gas Natural De Santa Rosa, S. de R. L. de C. V.	G/13500/DIS/2016	18/02/2016	En construcción
15. Bajío (ZGD fusionada entre Bajío y Bajío Norte)	Gas Natural México, S. A. de C. V.	G/054/DIS/1999	15/01/1999	Terminado anticipadamente
	Gas Natural México, S. A. de C. V.	G/081/DIS/2000	02/02/2000	Operando
	Autoabastecedora Marabis, S. A. de C. V.	G/13501/DIS/2016	18/02/2016	Por iniciar obras
	Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V.	G/13495/DIS/2016	18/02/2016	Operando
	Gas Natural Potosino, S. A. P. I. de C. V.	G/13493/DIS/2016	18/02/2016	Operando
	ESOR Inmobiliaria S. A. de C. V.	G/19957/DIS/2017	16/03/2017	Operando
	Gas Natural de Pénjamo, S. de R. L. de C. V.	G/19958/DIS/2017	16/03/2017	Operando
	Tractebel DGJ S. A. de C. V.	G/20272/DIS/2017	03/08/2017	Operando
16. La Laguna – Durango	Ecogas México, S. de R. L. de C. V.	G/063/DIS/1999	18/06/1999	Operando
	Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V.	G/13496/DIS/2016	18/02/2016	Operando
17. Cananea	Distribuidora de Gas Natural de Occidente, S. A. de C. V.	G/065/DIS/1999	09/08/1999	Terminado anticipadamente. ZGD fusionada con la ZGD de Sonora
18. Puebla– Tlaxcala	Natgasmex, S. A. de C. V.	G/082/DIS/2000	28/02/2000	Operando
19. Guadalajara	Tractebel DGJ S. A. de C. V.	G/089/DIS/2000	21/07/2000	Operando
20. Morelos	Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V.	G/301/DIS/2012	13/12/2012	Por iniciar obras
21. Occidente	Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V.	G/310/DIS/2013	01/08/2013	Por iniciar obras
22. Noroeste	Gas Natural México, S. A. de C. V.	G/347/DIS/2014	20/11/2014	En construcción
23. Veracruz	Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V.	G/323/DIS/2014	23/12/2014	Operando
24. Sinaloa	Gas Natural México, S. A. de C. V.	G/353/DIS/2015	19/03/2015	En construcción

Zona Geográfica	Permisionario	Título de Permiso	Fecha de Otorgamiento	Estatus
25. Tijuana	Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V.	G/13497/DIS/2016	18/02/2016	Operando
	Consumidora Industrial Otay S. de R. L. de C. V.	G/13498/DIS/2016	18/02/2016	Operando
26. Morelia	Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V.	G/13759/DIS/2016	17/03/2016	Por iniciar obras
27. Lara Grajales-San José Chiapa	Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V.	G/20229/DIS/2017	13/07/2017	Operando
28. Tabasco	No se han otorgado permisos	NA	NA	NA
29. Campeche	No se han otorgado permisos	NA	NA	NA
30. Mérida	No se han otorgado permisos	NA	NA	NA
31. Península	No se han otorgado permisos	NA	NA	NA

Fuente: Registro Público de la CRE

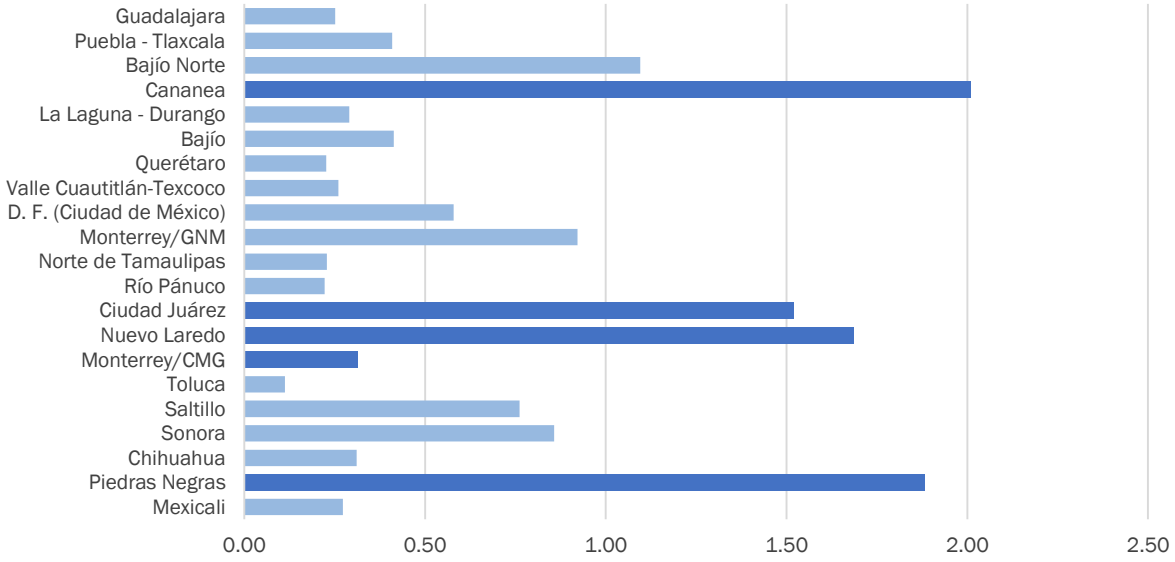
2.2. Resultado de las Licitaciones

Los procesos de licitación atrajeron el interés de diversas empresas y consorcios a participar en el mercado mexicano, con una participación promedio de 3.5 participantes y un máximo de 6.

Una conclusión relevante de este proceso de otorgamiento de permisos es que la "competencia por el mercado" introducida a través de los procesos de licitación fue, en principio, exitosa. Del análisis de los ingresos máximos (o P_0) aprobados por la CRE al momento de otorgar los permisos se observa una clara diferencia entre las propuestas resultado de procesos de licitación, notablemente inferiores a los que correspondieron a distribuidoras preexistentes. En promedio, los ingresos máximos derivados de las licitaciones alcanzan 0.43 USD/GJ, frente a 1.36 USD/GJ en los casos que no medió licitación (una diferencia de 217%).

Espacio intencionalmente en blanco

Gráfica 7. Ingreso máximo unitario (P_0) de las ofertas ganadoras en las licitaciones



Fuente: Registro Público de la CRE

Nota: Las barras color azul claro muestran los ingresos máximos resultado de las licitaciones; en tanto que las color azul más oscuro muestran los ingresos máximos aprobados por la CRE a permisionarios que ya operaban antes de 1995, para los cuales no medió licitación.

2.3. Cobertura de usuarios y expansión de la red

2.3.1. Cobertura de usuarios al quinto año de operaciones

Del análisis de la evolución que mostró la cobertura de usuarios en aquellas ZGD cuyos permisos se otorgaron mediante licitación se identifica una importante disparidad respecto del grado de cumplimiento en cuanto a la cobertura comprometida en las ofertas ganadoras en los procesos.[5] Para el quinto año de operaciones la cobertura promedio alcanzó solo 42% de la comprometida, con un máximo de 129% y un mínimo de 2%. En general, se observa que los mayores logros en cobertura de usuarios se tuvieron en las ZGD ubicadas en el norte del país, situación que se puede explicar por motivos culturales, ya que en aquella región la población está habituada al uso del energético, por lo que es ampliamente aceptado en todos los órdenes de la sociedad, desde los usuarios residenciales hasta las autoridades locales, lo que facilita la expansión de las redes.

En el otro extremo, en las regiones central y occidente se presentan los casos en los que el crecimiento de las redes de gas natural ha sido incipiente. Estas zonas, con importante potencial, han visto frenado su crecimiento, entre otros aspectos, en virtud de las dificultades enfrentadas en la obtención de licencias y permisos de construcción de construcción locales, así como las condiciones competitivas asimétricas que enfrentó el gas natural frente al GLP.

En la Sección 4 del presente Apartado se ofrece una explicación con mayor detalle de los aspectos que han causado el retraso en la ampliación de la cobertura de usuarios.

[5] El análisis se realizó con base en la información proporcionada por 15 de los actuales 44 permisionarios de distribución, aunque es importante señalar que de ese total, 9 proyectos se encuentran en fase de construcción o por iniciar obras.

2.3.2. Evolución de la cobertura de usuarios a 2016

Con el paso del tiempo se identifica una evolución diferenciada respecto de la penetración del gas natural. Hacia 2016 la cobertura de usuarios, medida con base en los compromisos de cobertura al momento del otorgamiento de los permisos, ha mejorado hasta alcanzar en promedio 92%, sin alcanzar aun la meta original. Algunas de las ZGD ubicadas en el norte que habían sido exitosas en su primer quinquenio de operaciones han potenciado su desarrollo, al grado de alcanzar coberturas que superan las expectativas del quinto año por más de 200%.

Otras ZGD que se encontraban rezagadas revirtieron la tenencia y han alcanzado un mayor desarrollo al lograr coberturas alrededor de 100% de la meta planteada para el quinto año. No obstante, persisten ZGD con rezagos sustanciales en las que la problemática que ha impedido la expansión no se ha podido revertir, al grado de que se tiene una ZGD con una cobertura de solo 7% respecto del compromiso.

2.3.3. Cobertura actual frente al potencial

Como forma definitiva de medir el grado de éxito/rezago que ha experimentado el país en términos de desarrollo de la industria de la distribución de gas natural, se contrastó el grado de penetración en la cobertura de usuarios contra el potencial total en las diferentes ZGD. Para estos efectos, el potencial total se mide como el número de viviendas en cada uno de los municipios que integran las ZGD y que cuentan con servicio de agua entubada[6], reportadas en la Encuesta Intercensal 2015 del INEGI (EIC 2015). Como resultado del análisis se encuentra un potencial superior a los 11 millones de usuarios en las regiones en las que actualmente existen redes de distribución, de los cuales la cobertura global de usuarios tan solo alcanza 16%, en promedio.

Nuevamente, del análisis se observan grados diferenciados de cobertura de usuarios, con un mínimo de 1% y un máximo de 80% respecto del potencial medido como se señala antes.

No obstante los resultados anteriores, la sola medida del porcentaje de cobertura de usuarios no basta para calificar la evolución de las redes de distribución. La valoración se complementa con la forma en que se ha venido invirtiendo en la expansión de las redes y la densidad de usuarios. En las ZGD analizadas, el promedio de usuarios por kilómetro de red instalado al año 2016 alcanza los 51 usuarios, con una desviación estándar de 47; es decir, una distribución relativamente amplia entre zonas.

A partir del análisis puntual de esta información se matizan los hallazgos respecto del grado de éxito o rezago en cada ZGD, toda vez que permite contrastar el acceso a la cobertura de usuarios versus la vocación de inversión en la red por parte de los permisionarios. Por ejemplo, en las ZGD más exitosas se tiene un nivel de alrededor de 150 usuarios conectados por kilómetro de red instalado, en tanto que en las más rezagadas solo se alcanza una cobertura de 10 usuarios.

Como conclusión se tiene que la baja cobertura de usuarios en determinadas ZGD no necesariamente se debe a la falta de inversión en la instalación de la red por parte de las

[6] El criterio propuesto se basa en aproximar el potencial de cobertura de las redes de distribución a través de considerar el grado de urbanización en la ZGD con base en la similitud de la infraestructura de las redes de distribución de agua respecto a la de distribución de gas (tuberías subterráneas).

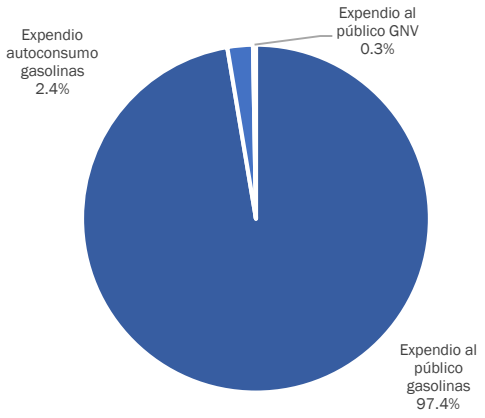
empresas. La situación parece tener otros orígenes, por ejemplo, la reticencia de los propios consumidores a incorporarse a la red y adoptar el consumo de gas natural.

3. EVOLUCIÓN DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL VEHICULAR

El consumo de GNV es aún muy limitado en el país; solo participa con 0.04% de la demanda nacional y 2.12% de la demanda en los sectores de menor consumo (residencial, servicios y el propio autotransporte). A pesar de ello, la demanda de este energético ha experimentado un crecimiento notable, con una tasa anual de 9.9% en los últimos 15 años.

A fin de dimensionar el incipiente grado de penetración del GNV en el país, se tiene que, de acuerdo con el Registro Público de la CRE, a la fecha existen 11,735 estaciones de servicio con permiso de expendio al público para petrolíferos (gasolinas y diésel), así como 286 permisos de expendio para autoconsumo, a las que se suman 816 permisos en trámite bajo estas modalidades. En contraste, la CRE únicamente reporta 33 permisos de expendio al público en materia GNV, es decir, apenas 0.3% del total de estaciones de servicio para combustible vehicular.

Figura 3. Estaciones de expendio (al público o de autoconsumo) de combustibles vehiculares



Fuente: Registro Público de la CRE.

En las ZGD en las que la existencia de la red de ductos permite la instalación de estaciones de servicio de GNV, existen más de 6 mil estaciones de servicio de gasolinas y diésel que cuentan con potencial para convertirse al esquema multimodal y ampliar la oferta de combustibles automotrices en cada región. Al respecto, el entorno que ofrece el nuevo marco jurídico resultante de la Reforma Energética, así como el avance tecnológico, aportan signos positivos para impulsar el desarrollo de este negocio. Algunas consideraciones en esta materia son las siguientes:

- El GNV presenta un margen competitivo muy atractivo frente a otros combustibles automotrices. En números aproximados, a precios de las gasolinas que rondan los 16 a 17 pesos por litro, corresponde un precio de GNV, ya despachado en la estación de servicio, de 7 a 8 pesos por litro equivalente; esto significa ahorros potenciales para los usuarios de alrededor de 50%.

- El nuevo marco jurídico admite el esquema de estaciones de servicio multimodales, lo que abre un amplio panorama para detonar el crecimiento de este segmento de la industria; además, si

la estación de GNV se instala bajo este esquema, el requerimiento de inversión disminuye notablemente, hasta en un 50%.

- Aunque la forma ideal de abastecer el GNV es a través de interconectar la estación de servicio con un gasoducto (de transporte o distribución), una alternativa es que el suministro se realice vía transporte por autotanques, con GNL o GNC. En estos casos, el costo al usuario final aumentaría un 20 a 30 por ciento, lo cual mantiene el margen de competitividad frente a los combustibles sustitutos.

- Por el lado de la demanda, en México ya existen algunas marcas automotrices que fabrican autos, camiones y tractocamiones de línea para uso de GNV. Además, gracias al avance tecnológico la conversión de vehículos a gasolina o diésel para utilizar GNV es cada vez más asequible. Por ejemplo, el costo de conversión de un auto liviano es de aproximadamente 35,500 pesos. Considerando un uso intensivo de estos vehículos (v. gr., flotillas de taxis o de reparto), se estima que la inversión en conversión se repagaría en un lapso de 7 a 8 meses tan solo con el ahorro en el consumo de combustible. El mismo ejercicio, aplicado a vehículos de mayor dimensión, tipo microbús, da como resultado que el costo de conversión se recupera en 5 meses.

4. CAUSAS QUE HAN ORIGINADO DEMORAS EN LA EXPANSIÓN DE LAS REDES, LA COBERTURA DE USUARIOS Y LA UTILIZACIÓN DE GNV

A fin de identificar las barreras que han impedido aprovechar el potencial del país para lograr una mayor penetración del gas natural a nivel comercial y residencial a través de las redes de distribución, así como un mayor consumo de GNV para uso en el autotransporte, se realizó una encuesta entre los 15 permisionarios que aportaron información al estudio. Los argumentos esgrimidos en la encuesta giran alrededor de temáticas como las siguientes:

a) Asimetría de regulación aplicada a la distribución de gas natural vs otros energéticos; regulación excesiva para gas natural y laxa para GLP.

b) Falta de homologación, discrecionalidad, renuencia, por mencionar algunas discrepancias, en los criterios y pago de derechos en el proceso de obtención de licencias y permisos a nivel local.

c) Propaganda negativa, oposición y, en general, falta de cultura respecto del el uso del gas natural.

d) Falta de coordinación entre las autoridades federal, estatal y municipal, en relación con el objetivo de gasificación y sustitución de combustibles por gas natural. Falta de una política pública que incentive el desarrollo de la distribución.

e) Incremento en los niveles de inseguridad, lo que ha impedido el acceso para la conexión de usuarios en a ciertas zonas, y ha conllevado el robo de materiales y equipos de manera masiva, lo que ocasiona fugas que deben ser atendidas de forma inmediata y eleva el costo de mantenimiento,

f) Requerimientos extraoficiales para el otorgamiento de permisos y licencias de construcción.

g) Falta de cumplimiento de los plazos de respuesta establecidos en el marco jurídico, así como carencia de agilidad y simplicidad en permisos y tramitología, en los tres órdenes de gobierno.

h) Competencia desequilibrada impuesta por permisionarios de sistemas bajo la modalidad de SAB.

Parte de los anteriores argumentos esgrimidos por los distribuidores se identifican, de manera formal, en las resoluciones que ha emitido la CRE respecto de la ejecución de garantías por incumplimiento a los compromisos de cobertura de usuarios[7]. La revisión arroja que, en efecto, parte de las preocupaciones manifestadas forman parte de los argumentos en las disputas por la ejecución de las garantías. Si bien en la mayoría de los casos los distribuidores presentaron pruebas de sus dichos, no en todos los casos fueron tomadas como pruebas fehacientes por parte de la CRE, ya que no estaban respaldadas con los instrumentos legales para el sustento de las mismas.

4.1. Sociedades de Autoabasto dentro de ZGD

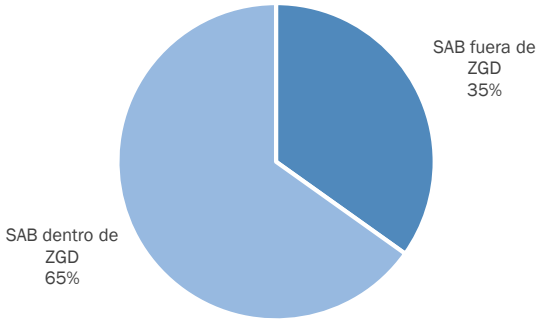
Respecto de la proliferación de SAB dentro de las ZGD y la amenaza de "descreme del mercado", aun cuando se trata de una manifestación relativamente recurrente por parte de los distribuidores como parte de las dificultades enfrentadas para ampliar la penetración del gas natural a nivel residencial, la CRE ha desvirtuado el argumento señalando que las SAB son una figura reconocida por la regulación en la materia y, por lo tanto, no puede ser considerado como un argumento válido para justificar la deficiencia en el desarrollo de la infraestructura de distribución.

En todo caso, se observa cierta correlación entre las fechas de aparición de las SAB frente al inicio de ejecución de las garantías por parte de la CRE. Entre 1996 y 2014 la CRE otorgó 79 permisos bajo la modalidad SAB, la mayoría en 1999 y de 2010 a 2012. Considerando que las resoluciones por parte de la CRE para ejercer la garantía datan del periodo 2003 a 2007, podría pensarse que el impacto de los permisos SAB otorgados en 1999 se reflejó en los incumplimientos de 2003, los otorgados en 2005 en las ejecuciones de garantía de 2007, y así sucesivamente.

De acuerdo con la información que obra en el Registro Público de la CRE, a la fecha existen 66 permisos de SAB otorgados y que se encuentran en operación o fase de desarrollo, de los cuales 43 se ubican dentro de ZGD.

[7] El análisis se realizó sobre las Resoluciones de la CRE RES/109/2003; RES/241/2003; RES/001/2006; RES/047/2006; RES/048/2006; RES/121/2006; RES/149/2006; RES/354/2007; RES/355/2007; RES/388/2007; y RES/404/2012.

Gráfica 8. Permisos SAB en operación o construcción

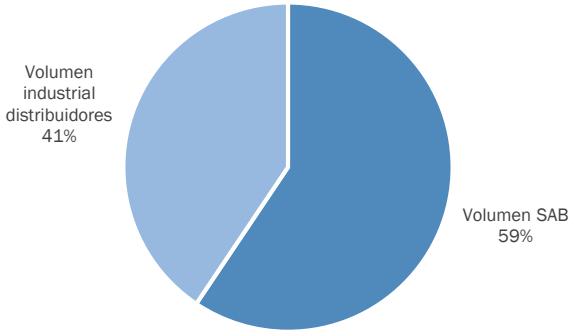


66 permisos en total

Fuente: Registro Público de la CRE.

Respecto de la cantidad de gas natural conducida para el sector industrial dentro de las ZGD, considerando el volumen promedio de consumo de las SAB establecido en las resoluciones de otorgamiento y modificación de los permisos, se encuentra que 59% del volumen corresponde a las SAB y el 41% restante es volumen de gas conducido por las distribuidoras.

Gráfica 9. Volúmenes de gas natural al sector industrial, SAB (resoluciones de permiso) y distribuidoras (2016)



Total 466,288 GJ (000)

Fuente: Registro Público de la CRE e información reportada por las distribuidoras que participaron en la encuesta para la elaboración de este estudio.

No obstante el resultado anterior, del análisis puntual de las SAB en cada ZGD, y de acuerdo con la información disponible en el Registro Público de la CRE, se desprenden resultados heterogéneos. En algunas ZGD el volumen conducido por las SAB existentes es significativo, de hasta 657.5% de lo que maneja el distribuidor. En sentido opuesto, existen ZGD en las que el volumen de las SAB es poco significativo frente a las distribuidoras, con un mínimo de 6.8% respecto del volumen de distribución.

Otro aspecto relevante que se debe hacer notar es que, de acuerdo con los datos obtenidos, prácticamente todos los sistemas de las SAB cuentan con una capacidad sumamente holgada respecto de los volúmenes promedio de consumo reportados, como se aprecia en la Tabla 3.

Tabla 3. Capacidad y volumen reportado por las SAB

Zona Geográfica	Capacidad 10^3 m³/d	Volumen 10^3 m³/d	% utilización
VCTH	1,971.1	314.2	15.9%
Puebla-Tlaxcala	251.1	117.0	46.6%
Monterrey	22,700.9	8,127.9	35.8%
Veracruz	1,102.2	630.5	57.2%
Mérida	1,047.1	1,007.6	96.2%
Sonora	3,334.0	2,360.4	70.8%
Mexicali	5,943.0	4,872.0	82.0%
Bajío	1,635.6	935.5	57.2%
Morelia	1,453.0	271.5	18.7%
Tijuana	290.4	84.1	28.9%
Río Pánuco	1,250.0	236.9	19.0%
Occidente	260.5	141.6	54.3%
Querétaro	950.8	303.9	32.0%
La Laguna	860.9	530.3	61.6%
Piedras Negras	1,502.7	438.7	29.2%
Total	44,553.2	20,372.0	45.7%

Fuente: Registro Público de la CRE.

Como se aprecia, el factor de carga (relación del volumen de conducción versus la capacidad del sistema) es relativamente bajo, en promedio de solo 45.7%, con un mínimo de 15.9% en la ZGD de VCTH y un máximo de 96.2% en Mérida. De este análisis se pueden suponer que se trata de sistemas de SAB preparados para el crecimiento. Al respecto, es relevante notar que en la encuesta algunos distribuidores argumentaron que una de las barreras para el crecimiento de sus redes es la asimetría de regulación que enfrentan versus la aplicada a las SAB.

En cualquier caso, es importante señalar que bajo el marco jurídico–regulatorio actual, la CRE ha eliminado la posibilidad de otorgar nuevos permisos bajo la modalidad SAB, y las existentes solo pueden conservarse en los términos aprobados con anterioridad. Es decir, se ha eliminado la amenaza de “descreme del mercado”.

4.2. Barreras para extender el uso de GNV

Algunas consideraciones de las personas interesadas en iniciativas para desarrollar el negocio de GNV son las siguientes:

- Se han enfrentado barreras derivadas del desconocimiento y desinformación generalizadas sobre este producto. El público en general, y algunas autoridades locales y direcciones de protección civil, han considerado que la instalación de estaciones de servicio de GNV conllevan un alto riesgo de incidentes catastróficos. Por ello, se han opuesto sistemáticamente al desarrollo de esta cadena de producto.

- Cuando Pemex operaba todas las franquicias para el expendio de gasolinas y diésel, existía la restricción de que las estaciones de servicio no podían operar en forma multimodal, por lo que en estaciones de servicio para esos combustibles no había oportunidad de ofertar GNV. Esta restricción, como se ha señalado antes, se eliminó con el nuevo marco jurídico emanado de la Reforma Energética.

- Una restricción vigente ha sido la demora por parte de las autoridades federales para aplicar la normatividad relativa a la operación de las estaciones de servicio de GNV en materia técnica y de protección al medio ambiente y otorgar su autorización.

5. PERCEPCIÓN DE LOS USUARIOS

A fin de captar la opinión de los usuarios respecto de la prestación del servicio recibido por parte de los distribuidores de gas natural, se analizó la base de datos de quejas remitidas por la población a la Procuraduría Federal del Consumidor (Profeco), respecto de los servicios recibidos por parte de las empresas que ofrecen el suministro de energéticos: distribuidoras de gas natural, distribuidoras de GLP, suministro de electricidad (CFE) y gasolineras. [8]

La Tabla 4 muestra las quejas recibidas por Profeco en los municipios que conforman las ZGD, homologando el número de quejas por cada 100,000 viviendas en los municipios contabilizados en cada entidad federativa.

Tabla 4. Total de quejas recibidas por Profeco, por cada 100,000 viviendas en la Entidad Federativa, dentro de los municipios que conforman las ZGD. 2016

Entidad Federativa	Gas Natural	Gas LP	Electricidad	Gasolineras
Aguascalientes	4.43	3.32	12.17	0.00
Baja California	0.43	1.06	8.19	0.85
Chihuahua	5.44	2.52	30.25	1.59
Ciudad de México	16.61	10.73	282.43	0.31
Coahuila	9.98	7.34	7.34	1.02
Colima	0.00	0.00	38.16	0.55
Durango	0.00	0.33	15.19	0.66
Edo Mex	1.41	0.85	184.65	0.23
Guanajuato	6.62	3.05	5.25	0.53
Hidalgo	0.00	2.45	527.38	0.41
Jalisco	0.14	1.43	8.06	0.36
Morelos	0.00	1.03	155.51	0.26
Nuevo León	8.43	3.74	11.13	0.08
Puebla	1.16	0.29	12.34	0.44
Querétaro	0.68	0.68	4.08	0.23

[8] Para obtener una medición más certera de la percepción de los usuarios respecto del servicio que prestan los distribuidores de gas natural, resulta necesario realizar una encuesta debidamente diseñada y estructurada, con los métodos estadísticos apropiados, ejercicio que escapa del alcance de este estudio.

Entidad Federativa	Gas Natural	Gas LP	Electricidad	Gasolineras
San Luis Potosí	2.18	3.43	35.82	0.93
Sonora	0.72	1.44	15.66	0.57
Tamaulipas	1.81	2.23	45.84	0.28
Tlaxcala	0.93	2.31	7.41	0.93
Zacatecas	0.00	0.60	17.44	1.20
Total	4.83	3.26	103.62	0.45

Fuente: Procuraduría Federal del Consumidor y EIC 2015.

Con base en la información anterior, durante 2016 la Profeco recibió un total de 18,450 quejas de los usuarios que reciben los servicios de suministro de alguno de los energéticos analizados. Ese total se traduce en 112 quejas, en agregado, por cada 100,000 viviendas en la totalidad de municipios. De las 112 quejas, los distribuidores de gas natural participan con 4.3% de las mismas, contra 2.9% de los distribuidores de GLP y un elevado 92.4% de la CFE. Las gasolineras apenas participan con 0.4%.

De lo anterior se puede concluir que, a partir del reporte de quejas, la satisfacción de los usuarios medida con este criterio no puede considerarse como mala en términos relativos con los prestadores de suministro de otros energéticos. Sobre lo anterior, se debe considerar que los motivos de queja entre los sectores analizados no son homogéneos, pues dependen del tipo de servicio prestado. En el caso de gas natural, 93% de las quejas interpuestas se deben a motivos como cobros indebidos o errores de facturación, falta de entrega del producto o servicio o la rescisión de contratos, aspectos que no son aplicables a distribuidores de GLP o gasolineras, pues estas empresas entregan su producto contra pago al momento, sin necesidad de contrato.

6. ÍNDICE DE DESARROLLO

Con base en el análisis de la información obtenida de las fuentes públicas, así como de la reportada por los 15 distribuidores de que se ha hecho mención en este documento, se creó un índice para calificar el grado de madurez y desarrollo de cada ZGD (Índice de Desarrollo) a partir de relacionar los elementos siguientes:

a) Los años de operación de la zona geográfica, como una forma de ponderar la madurez del mercado. Para las zonas preexistentes antes de 1995, se supone que han iniciado operaciones en enero de ese año. Se define un "Índice de años de operación" que califica proporcionalmente en escala del 1 al 10, donde el menor número de años tiene la calificación más alta a fin de relacionar la velocidad de penetración en la cobertura de usuarios. En la elaboración del Índice de Desarrollo este elemento se pondera con 30%.

b) El nivel de cobertura de usuarios respecto del potencial de acuerdo con la EIC 2015. También se define un índice con escala del 1 al 10, donde 10 implica la mayor penetración. La calificación obtenida pondera con 50% en el Índice de Desarrollo.

c) La densidad de red por cada mil usuarios, como una forma de reconocer a los permisionarios que han llevado a cabo inversiones en expansión de la red, pero no han logrado un elevado

grado de penetración. Igualmente el índice se establece en escala del 1 al 10, donde 10 corresponde a la zona en la que existe mayor cantidad de kilómetros por cada mil usuarios. La calificación obtenida pondera con 20% en el Índice de Desarrollo.

d) Se valora el tamaño relativo del grado de cobertura entre ZGD (datos en **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**).

La Tabla 5 siguiente presenta los resultados del Índice de Desarrollo.

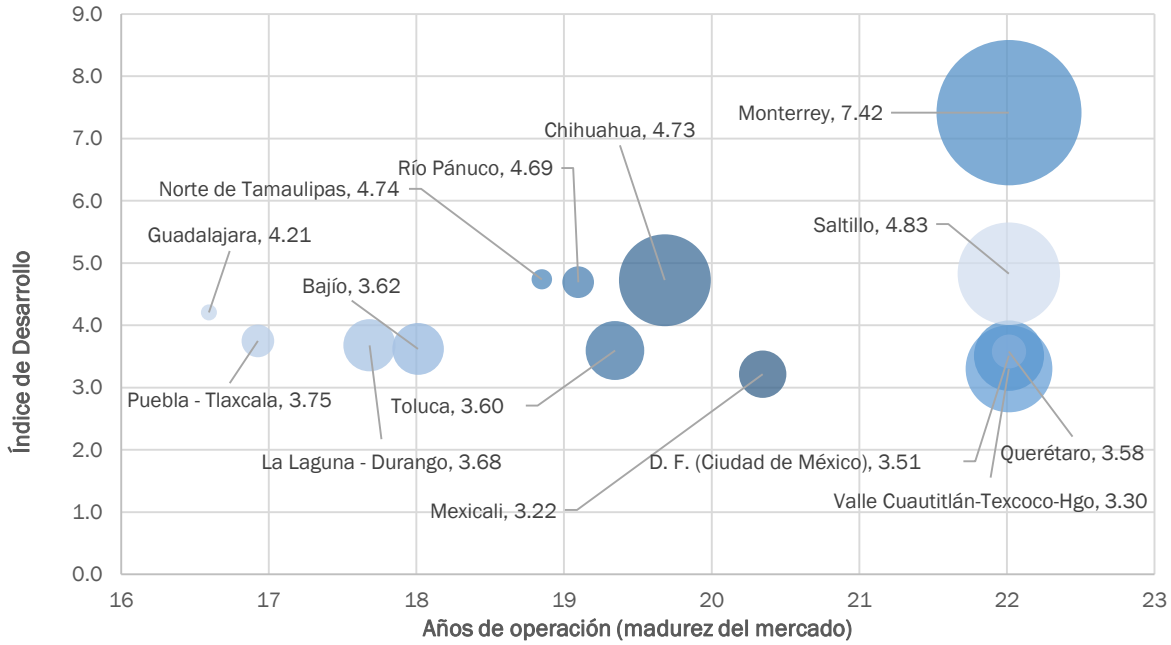
Tabla 5. Índice de desarrollo de las ZGD

ZGD	% de penetración	Años de operación	Índice años	Índice cobertura	Índice densidad de red	Índice de Desarrollo
Mexicali	9%	20.3	8.16	1.06	1.19	3.22
Chihuahua	32%	19.7	8.43	4.01	0.97	4.73
Saltillo	40%	22.0	7.54	4.99	0.38	4.83
Toluca	13%	19.3	8.58	1.64	1.02	3.60
Río Pánuco	4%	19.1	8.69	0.47	9.24	4.69
Norte de Tamaulipas	2%	18.8	8.80	0.20	10.00	4.74
Monterrey	80%	22.0	7.54	10.00	0.77	7.42
D. F. (Ciudad de México)	19%	22.0	7.54	2.35	0.39	3.51
VCTH	2%	22.0	7.54	0.20	4.70	3.30
Querétaro	4%	22.0	7.54	0.55	5.23	3.58
Bajío	10%	18.0	9.21	1.26	1.13	3.62
La Laguna - Durango	10%	17.7	9.38	1.29	1.09	3.68
Puebla - Tlaxcala	4%	16.9	9.80	0.51	2.78	3.75
Guadalajara	1%	16.6	10.00	0.12	5.73	4.21

A partir del Índice de Desarrollo, se definen "Arquetipos de ZGD" que permiten identificar y comparar, de manera visual, el grado de desarrollo. En la Gráfica 10 el eje horizontal representa los años de operación de los permisionarios en las ZGD, el eje vertical el Índice de Desarrollo para cada ZGD determinado como se señaló arriba, y el tamaño de los círculos es el grado relativo de penetración respecto del potencial total definido con base en la EIC 2015.

Espacio intencionalmente en blanco

Gráfica 10. Arquetipos de ZGD



Fuente: Elaboración propia con base en información de la EIC 2015, datos proporcionados por los permisionarios e información del Registro Público de la CRE.

Gráficamente, se nota que Monterrey es la zona más madura, con varios años de operación y la mayor cobertura de usuarios, que contrasta con el Norte de Tamaulipas, con un grado de cobertura incipiente, aunque su Índice de Desarrollo no es el más bajo dado que se ha invertido en la red (muchos kilómetros, aunque pocos usuarios). Por su parte, Mexicali tiene el menor Índice de Desarrollo, pues su antigüedad es de las mayores (el primer permiso otorgado en nuevas ZGD) y su grado relativo de cobertura de usuarios es aún bajo a pesar de ocupar pocos kilómetros de red por cada mil usuarios. Otra mención especial merece Chihuahua, cuya madurez de mercado se equipara a Mexicali o Toluca, sin embargo la cobertura de usuarios real versus la potencial alcanza niveles similares a las zonas más maduras (excepto Monterrey).

EXPERIENCIA INTERNACIONAL

Como parte de este estudio se llevó a cabo un análisis de la experiencia internacional sobre los elementos que caracterizan el segmento de la distribución de gas natural en diversos países[9] que, de acuerdo con el propio estudio, han conducido a que el desarrollo de ese sector sea exitoso. Los países seleccionados son Argentina, Chile, Colombia, España, Perú y Turquía. A continuación se presentan las conclusiones más relevantes que se desprenden de la investigación, complementadas con los hallazgos que se presentan en el Apartado de Diagnóstico.

Los proyectos de infraestructura, como lo es la distribución de gas natural por ducto, son intensivos en capital, con elevados requerimientos de inversión en las primeras etapas de desarrollo que implican estructuras de financiamiento complejas. Además, un aspecto que caracteriza a las redes de distribución son los altos rendimientos a escala y la subaditividad de costos, cualidades típicas

[9] Los países seleccionados para el estudio de experiencia internacional son Argentina, Chile, Colombia, España, Perú y Turquía.

de los monopolios naturales[10]. A ello se suma que, a diferencia de otros negocios de infraestructura que pueden apalancarse con contratos ancla de tipo *take or pay*, la distribución de gas natural enfrenta el riesgo comercial de captación de una cartera de clientes de diversa naturaleza en cuanto a tamaño, grado de sofisticación, capacidad de pago, plazos de contratación, etc.

En estos casos, el periodo de repago de la inversión suele ser largo, y para que los proyectos de distribución se materialicen, la captación de ingresos debe iniciarse en periodos muy cortos y ser constante en el tiempo. A medida que la inversión se incrementa al ampliar la red, cobra mayor relevancia generar expectativas de rentabilidad para las empresas, así como certidumbre sobre la factibilidad de ofrecer su producto en el mercado relevante.

Es en este sentido que las políticas públicas cobran relevancia. En la medida que tales políticas internalicen los aspectos antes referidos y sean estables, el costo de oportunidad de invertir en la infraestructura disminuye.

A nivel internacional, las políticas públicas orientadas al desarrollo de los negocios de distribución, en parte para regular a las empresas que típicamente han operado como monopolios naturales, pero también para ofrecer certidumbre respecto de las inversiones y su rentabilidad, se han caracterizado por:

1. El otorgamiento de permisos (también licencias o concesiones) que vinculan a las empresas con compromisos en cuanto a seguridad, protección al medio ambiente, calidad en el servicio, entre otros.

   El otorgamiento de los permisos suele llevarse a cabo mediante licitaciones de las áreas de concesión (en el caso de México, las ZGD) que pueden incluir activos existentes. Además, el Estado desarrolla un plan detallado de expansión del transporte y de la oferta de gas natural que permite a los inversores asegurarse el suministro del producto.

2. La coordinación estatal en los diversos órdenes de gobierno para promover normativa que facilita la gestión de derechos de vía, así como normas locales sobre impuestos y regulación constructiva. Esta coordinación a lo largo de la cadena de valor reduce el riesgo de los proyectos.

   Respecto de lo anterior, se encuentra que los concesionarios y permisionarios confrontan regulaciones locales para el tendido de las redes en las ciudades, que típicamente restringen la expansión por impedir o encarecer su desarrollo más allá de lo recuperable en tarifas, transformando las mismas en no competitivas. Un factor limitante desde el punto de vista del

[10] Recientemente en México se ha debatido la cualidad de monopolio natural de la distribución de gas natural por ducto. Entre otros aspectos, se argumenta que la escasa penetración de este producto a nivel domiciliario y comercial, frente a su principal competidor que es el GLP, le hace perder el carácter monopólico. La naturaleza de monopolio natural a que nos referimos en este documento deviene de los costos implícitos en el tendido y operación de las redes, dadas sus características de economías de escala y subaditividad de costos. Con independencia del grado de penetración de la red, en efecto, resulta más eficiente el tendido de un solo ducto con capacidad suficiente para atender la demanda local (v. gr., una calle), que el tendido de diversos ductos que atienen selectivamente a usuarios específicos. Evidentemente, esta característica de monopolio natural no es aplicable al suministro del energético si existen condiciones efectivas de acceso abierto en las redes para comercializadores y usuarios, y si dicho suministro enfrenta competencia por energéticos sustitutos, tales como el GLP, es decir, el monopolio natural debe entenderse sobre la infraestructura de la red distribución y no sobre el suministro del energético *per se*.

inversor es que tales regulaciones no están debidamente definidas o son cambiantes en el tiempo, por lo que no es posible valorizar adecuadamente los riesgos asociados.

De lo anterior surge la relevancia de la coordinación a nivel federal. La promoción de personal, empresas y talleres gasistas especializados y matriculados para la instalación y conexión de equipos y "gasodomésticos", así como en su caso en la adecuación de las instalaciones de aprovechamiento, es de vital importancia para mantener la seguridad del negocio y disipar falsas informaciones sobre la precepción exacerbada de riesgo en la operación de las redes.

3. La exclusividad en la prestación del servicio, a cambio de compromisos de cobertura de usuarios.

   Dadas las economías de escala que caracterizan a la distribución por ducto, las empresas desarrollan sus redes partiendo de la identificación de grandes consumidores que funcionan como "ancla" de los proyectos. La presencia de estos clientes, cuando existe cierta certidumbre de que adquirirán el servicio, justifican la instalación de ductos en media o alta presión en la zona. A partir de ello, los permisionarios primero conectan a los usuarios que se encuentran sobre este ducto, y luego extienden la red seleccionando las rutas aledañas con mayor densidad de otros usuarios o potencial para la instalación de estaciones de GNV, con lo que establecen el orden de desarrollo. Esta estrategia permite que las redes tengan una utilización media más alta, acelerando el repago de la inversión y la generación de fondos.

   La condición de exclusividad geográfica, durante los primeros años de operación, como política de incubación de empresas, les permite a las distribuidoras captar a los clientes ancla de gran tamaño y disminuir el riesgo de competencia directa. De no contar con esta condición, se acrecienta el riesgo de recuperación de las inversiones y, por lo tanto, se retrasa la expansión del sistema.

   A fin de evitar el "descreme de mercado", pero dar alternativas a los grandes usuarios se permite el *bypass* comercial pero no el *bypass* físico. Además, con el fin de incentivar la expansión en la cobertura, en algunos casos se estableció como obligación a los comercializadores entrantes a los mercados, incorporar a su base de clientes un número mínimo de usuarios residenciales.

   En los mercados ya desarrollados, con redes que han alcanzado cierto grado de madurez, la exclusividad se elimina y se permite la competencia en el segmento de grandes usuarios. Es decir, solo cuando se ha alcanzado la escala y se han agotado los rendimientos crecientes, se permite la competencia regulada en el área de permiso.

   Respecto de este punto, destaca que en México desde el inicio de los periodos de exclusividad se permitió la "competencia en el mercado" a través de la posibilidad de existencia de TUP y SAB, cuyos efectos son abordados en las secciones específicas en este documento.

4. Regulación económica a través de controles tarifarios por la prestación de los servicios, a fin de prevenir prácticas monopolísticas que puedan perjudicar a los usuarios. En todos los países seleccionados (con excepción de Chile), dicha regulación ha sido por incentivos del tipo *price cap* o tarifa máxima, igual que la que se aplica actualmente en México.

Entre otros aspectos, las tarifas se han determinado bajo criterios de eficiencia en inversiones y costos, ya sea con base en "empresa eficiente de referencia" o respecto de comparativos entre cada empresa y su entorno. Para motivar la expansión se asignó una rentabilidad que refleja los riesgos del negocio según las particularidades de cada país (entre 6% y 12% por arriba de la tasa libre de riesgo).

En algunos casos se permitió realizar ajustes en las tarifas para reconocer inversiones no previstas en los planes de negocio, con lo cual los riesgos se redujeron a los tecnológicos y de cobranza. Así, el distribuidor focalizó sus esfuerzos en mejorar la cobrabilidad, disminuir las pérdidas y expandir el sistema.

5. Condiciones de equilibrio competitivo. En la experiencia internacional destaca que el Estado ha establecido políticas transversales entre sectores, lo que equilibra la posición competitiva del gas natural frente a sus sustitutos (GLP, electricidad, diésel, etc.), y permite remunerar las actividades en la cadena de valor (producción, transporte y distribución).

   Sobre este punto, es relevante destacar, por un lado, lo que señala el artículo 58 de la LFCE en el sentido de que el mercado relevante se establecerá tomando en consideración las "…posibilidades de sustituir el bien o servicio de que se trate por otros, tanto de origen nacional como extranjero, considerando las posibilidades tecnológicas, en qué medida los consumidores cuentan con sustitutos y el tiempo requerido para tal sustitución" y, por el otro, los costos de distribución del bien o servicio, de sus insumos relevantes, el tiempo requerido para abastecer el mercado desde otras regiones y tomar en cuenta los costos y probabilidades de los usuarios para acudir a otros mercados, así como las restricciones normativas de carácter federal, local o internacional que limiten el acceso de usuarios o consumidores a fuentes de abasto alternativas, o el acceso de los proveedores a clientes alternativos.

   Al respecto, es importante señalar que el grado de sustitución entre el gas natural y otros energéticos homogéneos es imperfecto debido a que los equipos e instalaciones de aprovechamiento de cada producto no son enteramente iguales, por lo que la sustitución implica costos de conexión a la red y de conversión o sustitución de equipos. Además, la disponibilidad de sustitución, vista desde el lado de la oferta, requiere del despliegue de las redes de distribución de gas natural; es decir, aun cuando exista el deseo por consumir gas natural, no en todas las localidades existe la disponibilidad de elección.

   El grado de sustitución depende, entre otros factores, de las instalaciones y equipos utilizados por los usuarios finales, el alcance de la red de distribución y los precios relativos de los productos. Aun cuando el precio del gas natural (molécula) sea bajo, el precio final debe generar un ahorro sustancial para que los usuarios finales decidan invertir en infraestructura para conectar sus instalaciones de consumo a la infraestructura de distribución.

   Se ha notado que cuando la competitividad del gas natural queda rezagada, ya sea porque los costos de la cadena de valor son elevados, los precios de sustitutos son más atractivos o los costos de conversión no justifican el cambio de energético para los usuarios finales, el desarrollo de la red de gas ha requerido de incentivos económicos, como los señalados en el punto 6 siguiente.

6. Esquemas para impulsar la penetración y acceso a clientes, que tienen como efecto acelerar los rendimientos a escala que caracterizan al negocio en beneficio tanto de los usuarios como de las empresas distribuidoras:

   a) Incentivos por única vez para el desarrollo de las redes, con esquemas para la amortización acelerada de la inversión desde el punto de vista impositivo, devolución anticipada de impuestos (v. gr., IVA), o reducción de aranceles a la importación de bienes de capital.

   b) Subsidios directos para el financiamiento de los costos de instalación e interconexión (acometida) a la red, o que promuevan el consumo de gas natural. Lo anterior con objeto de mejorar la competitividad del gas natural frente a sus sustitutos y hacer más atractiva la inversión, así como el consumo del hidrocarburo.

      Por otro lado, subsidios cruzados explícitos en donde cierto grupo de consumidores (por ejemplo, los que viven en zonas urbanas de nivel socioeconómico más elevado) tienen tarifas más elevadas que aportan para financiar los costos de acometida, prestación del servicio y suministro del gas natural a grupos en condiciones socioeconómicas más desfavorecidas[11]. En estos casos, existe debate en cuanto el éxito del esquema en términos de mejorar la competitividad del gas natural.

   c) Financiamiento de las instalaciones internas. Para fomentar el uso de gas natural en áreas donde las instalaciones no están construidas, es necesario que el precio del combustible sea lo suficientemente competitivo para que el usuario realice por cuenta propia las inversiones necesarias; o bien, que el usuario cuente con instrumentos financieros atractivos para afrontar los costos. Los estímulos observados a tal efecto fueron financiamiento por parte de las mismas distribuidoras, recursos del estado o instrumentos financiados con subsidios cruzados.

7. Promoción de la oferta domiciliaria de equipos para la utilización de gas natural. Para fomentar la adopción de gas natural por parte de los usuarios, no solo el precio debe ser competitivo, también el consumidor debe contar con oferta de equipos energéticos a base de gas natural. Si la cadena de valor de los "gasodomésticos" o del equipamiento para el uso de GNV en el autotransporte no está desarrollada, se limita la posibilidad de incrementar el consumo. Por el contrario, una amplia oferta de equipos energéticos permite a los usuarios potenciales responder con celeridad a la accesibilidad de redes de gas natural.

   Los mecanismos de promoción de la demanda serán aquellos que intensifican el mercado de equipos energéticos a gas, por ejemplo, mediante créditos preferenciales para financiar conversión de vehículos a GNV. Los países con alto crecimiento hay promovido el uso de GNV, que ha alcanzado una participación de entre el 8% y el 16% del total de los vehículos, valor que es mayor si solo se considera las áreas geográficas en donde hay disponibles estaciones de este tipo de combustible.

[11] Es importante distinguir entre un subsidio cruzado explícito, como el que existe en Colombia, y la asignación de costos de la red entre distintos tipos de usuarios (residenciales, comerciales e industriales). En este proceso, al entender la red como un todo, es normal y hasta cierto punto inevitable que los costos de las redes de baja presión utilizadas para dar el servicio a usuarios domésticos y residenciales también sean pagados en parte por los usuarios industriales.

PROPUESTAS DE POLÍTICA PÚBLICA

1. ALTERNATIVAS PARA ELIMINAR BARRERAS EN EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

De conformidad con el marco jurídico aplicable, y particularmente la LH, la LORCME y el RATTLH, la CRE es actualmente la única autoridad facultada para regular y promover el desarrollo eficiente de las actividades de distribución de gas natural por medio de ducto en todo el territorio nacional, así como de expedir los permisos correspondientes.

Los permisos para realizar la citada actividad son expedidos por la CRE sin perjuicio de las demás autorizaciones que correspondan a otras autoridades en el ámbito de sus competencias, tal como es el caso, por ejemplo, de los permisos y licencias de construcción que, en términos del artículo 115 de la CPEUM es una facultad que le corresponde exclusivamente a los municipios.

Lo anterior ha constituido, en diversos casos, una barrera regulatoria que retrasa significativamente el tendido de ductos repercutiendo de manera negativa en el desarrollo eficiente de la actividad.

Derivado de lo anterior, en la presente sección presenta las conclusiones del análisis de distintas alternativas con el propósito resolver dicha problemática.

1.1. Convenios de colaboración entre autoridades en los diversos niveles de gobierno

La alternativa tiene la intención de proponer, como solución potencial, la que se encuentra en la celebración de Convenios de Colaboración entre las autoridades competentes en materia energética, a saber, la Sener y la CRE, y las autoridades estatales y/o municipales, en los que se promoverían acciones conjuntas que eliminen los obstáculos en la consecución de los proyectos destinados al tendido de ductos para la distribución de gas natural.

1.1.1. Descripción y alcance de los Convenios de Colaboración

Dentro del sistema político mexicano existe una variedad de entes públicos y tres jurisdicciones distintas, que constitucionalmente se encuentran facultadas para ejercer el Poder Público. En este entramado jurisdiccional, tanto los Municipios, como los Estados y la Federación, forman parte de un sistema único y el fortalecimiento de su unidad es una de las columnas vertebrales de la CPEUM. En virtud de la distribución de competencias, las entidades federativas y la Federación encuentran su lugar en el sistema constitucional, lo cual no debiera constituir un divorcio entre las funciones que realizan las autoridades de los distintos niveles, sino por el contrario, debiera buscarse que coexistan como un verdadero complemento entre las facultades y competencias en dichos niveles de gobierno.

De ahí que la propuesta que se plantea busca la colaboración interinstitucional para mantener la unidad, promover un federalismo articulado, transparencia y claridad en la política energética del país, a través de impulsar la participación de los gobiernos municipales. En este sentido, existen ciertos instrumentos que facilitan el denominado “federalismo cooperativo”. El federalismo no se trata de una total separación estática entre los diversos niveles de gobierno, sino más bien, las

atribuciones gubernamentales deben llevarse a cabo de tal forma que genere unidad, armonía y seguridad jurídica, tanto para los gobernados como para las instituciones en el ejercicio de sus obligaciones constitucionales.

Como resultado, los Convenios de Colaboración entre instituciones y diferentes niveles de gobierno representan un apoyo en el ejercicio de las funciones de las partes que suscriben el instrumento. Por ende, dichos Convenios tienen un impacto positivo al propiciar herramientas que generen una actuación gubernamental más eficaz, que logre alcanzar las metas planteadas por los objetivos institucionales. Sin embargo, los Convenios de Colaboración aún no han sido incorporados al ordenamiento jurídico mexicano de manera general. Se entiende que son pactos entre partes que suscriben, voluntariamente, y que se obligan a cumplir con las obligaciones y llevar a cabo las acciones que emanan del mismo. Al igual que con cualquier pacto o contrato que se genera entre privados, las partes pueden dar por terminado el Convenio de manera anticipada, dando una notificación bajo un plazo estipulado por el mismo.

No obstante, existen casos de Convenios de Colaboración o Coordinación que emanan como una obligación dirigida por mandato de ley, o bien derivan de una atribución que corresponde, de forma expresa, a una dependencia según sea el caso[12].

En suma, los Convenios de Colaboración representan un ejercicio sano del federalismo y propician la solución de problemáticas específicas a través de la colaboración. Pero aún existen desventajas por la ausencia de una regulación robusta que, a su vez, disponga del andamiaje institucional necesario para facilitar su celebración entre una multiplicidad de partes, incluyendo la obligatoriedad en su cumplimiento, en los casos en que no existe una fuente legislativa que presente las bases para su celebración.

En la siguiente sección se presentan las fuentes normativas sobre las competencias y atribuciones gubernamentales que benefician, o bien, colocan en desventaja la celebración de un Convenio de Colaboración entre la Federación y los Municipios para la solución de los obstáculos que actualmente se presentan para el tendido de ductos de gas natural.

1.1.2. Fuentes normativas correspondientes a las atribuciones de las dependencias federales y de los municipios en el entorno de un Convenio de Colaboración.

A. De las atribuciones de los municipios.

Como primer paso, es importante aclarar que, con base a la distribución de competencias a estados y municipios plasmados en el texto constitucional, el Convenio de Colaboración debe suscribirse por las dependencias federales correspondientes –en este caso, la Sener y la CRE– y los municipios. Esto se debe a que, de acuerdo con el artículo 115 constitucional, los municipios cuentan con la potestad de autorizar, controlar y vigilar la utilización del suelo, en el ámbito de su competencia y en sus jurisdicciones territoriales, así como otorgar licencias y permisos para construcciones. Los estados no intervienen, por ende, en la construcción y factibilidad de uso de suelo que requiere el tendido de ductos. Contrariamente, intervienen en el proceso de construcción, únicamente, en relación con la necesidad, en su caso, de presentar la Manifestación de Impacto Ambiental ante las autoridades estatales.

[12] Un ejemplo de ello es el esquema estipulado en la Ley de Coordinación Fiscal.

Desafortunadamente, la multiplicidad de municipios que encontramos a lo largo del territorio nacional implica que el proceso de suscripción de los Convenios puede resultar tedioso y largo por el número extendido de partes que firmen los documentos. En total, 2,457 municipios conforman las 32 entidades federativas del país, aunque la totalidad de municipios varía entre estados.[13] Por ejemplo, en Baja California son un total de 5 municipios, mientras que en Oaxaca se encuentran 570 municipios. La factibilidad y la aceleración en el proceso de suscripción dependerán del estado en cuestión y el total de municipios que lo componen.

Por otra parte, en virtud del texto constitucional –artículo 115, fracción II– los municipios están investidos de personalidad jurídica y manejan su patrimonio de acuerdo a las leyes del país. Lo último significa que el municipio cuenta con la capacidad legal de suscribir convenios con la federación, a través de sus Ayuntamientos. A pesar de que la fracción III habla expresamente de la atribución que tienen los municipios de celebrar convenios con otros municipios, o bien con el mismo estado en el que se encuentran, no existe prohibición expresa en el texto constitucional para la celebración de convenios entre el municipio y dependencias federales:

> *"Los Municipios, previo acuerdo entre sus ayuntamientos, podrán coordinarse y asociarse para la más eficaz prestación de los servicios públicos o el mejor ejercicio de las funciones que les correspondan. En este caso y tratándose de la asociación de municipios de dos o más Estados, deberán contar con la aprobación de las legislaturas de los Estados respectivas. Así mismo cuando a juicio del ayuntamiento respectivo sea necesario, podrán celebrar convenios con el Estado para que éste, de manera directa o a través del organismo correspondiente, se haga cargo en forma temporal de algunos de ellos, o bien se presten o ejerzan coordinadamente por el Estado y el propio municipio…"*

El artículo 115 de la CPEUM indica que para llevar a cabo convenios que generen una asociación entre municipios de dos o más estados, se debe contar con la autorización del Congreso del Estado. La asociación entre municipios de dos o más estados bajo un convenio, que también se celebra con dependencias federales (*v. gr.*, Sener y CRE), es un escenario que encuadra dentro del caso correspondiente a la suscripción de un Convenio de Colaboración (potencialmente dentro de ZGD con el potencial de realizar el tendido de ductos).

No obstante, es importante tomar en cuenta que, como el convenio tendría el objetivo de articular y armonizar las funciones a cargo de la federación y aquellas a cargo de los municipios, y no necesariamente se visualiza como una asociación entre municipios de dos o más estados, existe la posibilidad de que los Ayuntamientos no requieran la aprobación del Congreso del Estado y que sólo se obliguen durante el periodo de gobierno de la administración en curso que suscribe el Convenio. Es posible mitigar esta desventaja dentro de los términos generales del Convenio al establecer un término que trasciende el periodo administrativo de cada municipio, al obligar no a la administración en curso, sino al municipio como demarcación política, con base en la utilidad pública que representa el tendido de ductos.

[13] Instituto de Estadística y Geografía (INEGI), portal electrónico: http://cuentame.inegi.org.mx/territorio/division/default.aspx?tema=T, consultado por última vez el 23 de noviembre de 2017.

Existe el riesgo, sin embargo, de que el municipio considere que el convenio es un acuerdo que expresa la voluntad y acuerdo de cada una de las partes en una administración anterior y, potencialmente, pudieran dar por terminado el acuerdo de forma anticipada.

B. De las atribuciones de las dependencias federales para la celebración del convenio.

1. La Federación y la articulación de funciones con los municipios para promover el desarrollo nacional.

Primeramente, es de gran relevancia indicar que, a pesar de la ausencia de regulación general en materia de Convenios de Colaboración, el artículo 26 de la CPEUM faculta a la Federación a celebrar convenios con los gobiernos de las entidades federativas para la planeación y ejecución del plan nacional de desarrollo, mismo que promueve el desarrollo de las actividades del sector energético con fines de potencializar los beneficios socioeconómicos del país. Aunque el texto del artículo 26 faculta a la Federación en relación con convenios celebrados con los gobiernos de las entidades federativas, no hay indicación expresa de que estas acciones no se puedan extender directamente hacia los gobiernos municipales, a través de sus Ayuntamientos:

> *"La ley facultará al Ejecutivo para que establezca los procedimientos de participación y consulta popular en el sistema nacional de planeación democrática, y los criterios para la formulación, instrumentación, control y evaluación del plan y los programas de desarrollo. Asimismo, determinará los órganos responsables del proceso de planeación y las bases para que el Ejecutivo Federal coordine mediante convenios con los gobiernos de las entidades federativas e induzca y concierte con los particulares las acciones a realizar para su elaboración y ejecución. El plan nacional de desarrollo considerará la continuidad y adaptaciones necesarias de la política nacional para el desarrollo industrial, con vertientes sectoriales y regionales."*

Igualmente, la Federación encuentra atribuciones para emitir instrumentos que promuevan la participación de diversos niveles de gobierno e instituciones, así como la actividad comercial y económica de los privados que abonen al desarrollo sustentable del país. En este caso, el desarrollo sustentable se encuentra en propiciar el tendido de ductos de gas natural, no sólo como medida para producir mayores beneficios socioeconómicos en el país, sino también debido a que el gas natural es una fuente que ofrece más sustentabilidad que algunos sustitutos, como el GLP, las gasolinas, el diésel, el combustóleo o la leña. Así, los párrafos séptimo y décimo del artículo 25 constitucional establecen lo siguiente:

> *"Bajo criterios de equidad social, productividad y sustentabilidad se apoyará e impulsará a las empresas de los sectores social y privado de la economía, sujetándolos a las modalidades que dicte el interés público y al uso, en beneficio general, de los recursos productivos, cuidando su conservación y el medio ambiente...*
>
> *A fin de contribuir al cumplimiento de los objetivos señalados en los párrafos primero, sexto y noveno de este artículo, las autoridades de todos los órdenes de gobierno, en el ámbito de su competencia, deberán implementar políticas públicas de mejora regulatoria para la simplificación de regulaciones, trámites, servicios y demás objetivos que establezca la ley general en la materia."*

A continuación, se presentan las fuentes normativas que permiten establecer la coordinación y las atribuciones del mecanismo generado por el convenio de colaboración para encaminar las acciones dirigidas a facilitar el tendido de ductos.

2. La Sener como dependencia encargada de la coordinación entre la CRE y los Municipios.

El artículo 33 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal establece los asuntos que competen a la Sener. Las fracciones I, IV, V, y XXV apoyan la creación de un Convenio de Colaboración, entre la Sener, la CRE y los Municipios, con el fin de facilitar el tendido de ductos a través del ejercicio eficaz de las obligaciones de cada una de las partes. Además, el texto de la Ley Orgánica establece que la dependencia del Gobierno Federal indicada para llevar a cabo la coordinación de las distintas acciones encaminadas a la resolución de los obstáculos que actualmente enfrentan los privados, es la propia Sener. A continuación se transcriben las fracciones del artículo 33 mencionadas en el presente párrafo:

> *"Establecer, conducir y coordinar la política energética del país, así como supervisar su cumplimiento con prioridad en la seguridad y diversificación energéticas, el ahorro de energía y la protección del medio ambiente, para lo cual podrá, entre otras acciones y en términos de las disposiciones aplicables, coordinar, realizar y promover programas, proyectos, estudios e investigaciones sobre las materias de su competencia [...]*
>
> *Promover que la participación de los particulares en las actividades del sector sea en los términos de la legislación y de las disposiciones aplicables [...]*
>
> *Llevar a cabo la planeación energética a mediano y largo plazos, así como fijar las directrices económicas y sociales para el sector energético nacional, conforme a las disposiciones aplicables [...]*
>
> *Fomentar y vigilar un adecuado suministro de los combustibles en el territorio nacional [...]"*

De acuerdo con el artículo 20 de la LORCME, el Titular del Consejo de Coordinación del Sector Energético es la misma Sener. De igual forma, se señala que el Consejo es conformado por: los Comisionados Presidentes de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; los Subsecretarios de la Sener; el Director General del Cenagás, y el Director General del Centro Nacional de Control de Energía. Asimismo, el Consejo de Coordinación del Sector Energético será presidido por el Titular de la Sener, quien podrá convocar a reuniones ordinarias y extraordinarias.

En este sentido, como fue mencionado antes, otros ejemplos de Convenios de Colaboración o Coordinación, según sea el caso, emanan de un Sistema Nacional que agrupa las acciones de diversas instituciones encaminadas a un mismo fin.

Por ello, el Consejo de Coordinación del Sector Energético presenta funciones que se asemejan a los ejemplos mencionados en materia fiscal y de salud. Sin embargo, la desventaja que presenta dicha alternativa es que se requiere una modificación al artículo 20, con la finalidad de incluir a los Municipios como miembros no permanentes del mismo, o bien como miembros que forman parte del mismo con el único fin de participar en el Convenio de Colaboración para lograr facilitar las acciones referentes al tendido de ductos. Además, el artículo 21 debe igualmente atravesar por una enmienda legislativa para atribuir al Consejo la facultad de coordinar y vigilar el cumplimiento de los Convenios de Colaboración.

1.1.3. Conclusiones respecto de los Convenios de Colaboración

Desafortunadamente, la alternativa de entablar y formar un Convenio de Colaboración entre la Sener, la CRE, en su caso, y los Municipios, con el fin de lograr la armonización de las atribuciones particulares de cada una de las partes, puede implicar un proceso lento y tedioso. Esto se debe a que se requiere de la suficiente voluntad gubernamental e institucional con el fin de que cada una de las partes se someta a la vigilancia del Consejo de Coordinación, y que se comprometan, de buena fe, a cumplir con las obligaciones y los términos estipulados en el Convenio de Colaboración.

Por último, aunque el Convenio de Colaboración representa el fomento de la salud democrática del país y del fortalecimiento de sus instituciones a través de la articulación del federalismo mexicano, para lograrlo de manera eficaz y definitiva, se requieren enmiendas legislativas. Estas requieren, igualmente, de voluntad de los grupos parlamentarios y el tiempo necesario para cabildear las iniciativas de reforma que el Convenio conlleva. Esto puede retrasar el proceso, por lo que la problemática y los obstáculos en el tendido de ductos continuarían sin ser resueltos.

2. ALTERNATIVAS BASADAS EN APOYOS VÍA FINANCIAMIENTO

En la presente sección se presenta una variedad de propuestas de Política Pública encaminadas a paliar los costos (y por tanto desincentivos) que han frenado la expansión de las redes para la provisión del servicio de distribución de gas natural, la ampliación de la cobertura de usuarios y mejora en la prestación de los servicios, así como una mayor utilización de GNV en el autotransporte. Se analizan diferentes mecanismos que podrían coadyuvar a la generación de incentivos al reducir los costos asociados con la conversión a gas natural. Dichos mecanismos, sin embargo, no deberán ser entendidos como herramientas utilizadas de forma separada, sino, por el contrario, como parte del conjunto de políticas públicas que, idealmente, deberá ser implementado de forma integral.

2.1. Financiamiento vía la Banca de Desarrollo

La Banca de Desarrollo forma parte del Sistema Bancario Mexicano, tal como se establece en el artículo 3 y 30 de la Ley de Instituciones de Crédito. En este marco, las instituciones de Banca de Desarrollo son entidades de la Administración Pública Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propios, constituidas con el carácter de sociedades nacionales de crédito, cuyo objetivo fundamental es facilitar el acceso al financiamiento a personas físicas y morales; así como proporcionarles asistencia técnica y capacitación en los términos de sus respectivas leyes orgánicas.

Nueve instituciones integran actualmente el sistema de banca de desarrollo en México:

a) Financiera Nacional de Desarrollo Agropecuario, Rural, Forestal y Pesquero (FND)
b) Banco del Ahorro Nacional y Servicios Financieros (Bansefi)
c) Banco Nacional de Comercio Exterior, S. N. C., (Bancomext)
d) Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos, S. N. C., (Banobras)
e) Banco Nacional del Ejército, Fuerza Aérea y Armada, S. N. C., (Banjercito)
f) Nacional Financiera, S. N. C., (Nafin)
g) Sociedad Hipotecaria Federal, S. N. C., (SHF)
h) Fondo de Capitalización e Inversión del Sector Rural (FOCIR)

De las anteriores instituciones financieras, solo Banobras y SHF cuentan con facultades suficientes para poder llevar a cabo el financiamiento necesario para la expansión de las redes de distribución de gas natural para usos domésticos.

La Ley Orgánica de Banobras, en su artículo tercero, establece que ésta tendrá por objeto "*financiar… proyectos relacionados con inversión pública o privada en infraestructura… con el propósito de contribuir al desarrollo sustentable del país*". Consecuentemente, de las dos instituciones mencionadas, Banobras es la que cuenta con las facultades más amplias para los propósitos a que se refiere el presente documento: financiamiento para la expansión del acceso al gas natural y al GNV a través de diferentes vehículos.

La SHF, por otro lado, cuenta, tal y como consta en sus leyes orgánicas, con facultades orientadas a financiar proyectos de carácter más específico; es decir, proyectos relacionados con vivienda. En este sentido, el financiamiento que la SHF sólo podría enfocarse al acondicionamiento de instalaciones de aprovechamiento de los usuarios, siempre y cuando éste sea entendido como una "mejora de vivienda".

Con base en las facultades señaladas, Banobras podría financiar directamente: i) la expansión de la red en zonas de baja densidad de usuarios y, por lo tanto, de baja demanda y mayor riesgo en cuanto a la rentabilidad; y ii) apoyo a usuarios para financiar ya sea los gastos de interconexión y equipamiento de sus instalaciones de aprovechamiento, o bien la reconversión de vehículos a GNV.

En este sentido, toma especial relevancia explorar la reconversión de las instalaciones de aprovechamiento de usuarios domésticos, el cual puede en ocasiones representar un costo prohibitivo para tales usuarios que buscan la conversión a gas natural. Consecuentemente, como se propone más adelante, la banca de desarrollo podría actuar como principal financiador de la reconversión a través del modelo de financiamiento previsto en la Ley de Transición Energética. Con base en este modelo, el financiador podría apoyarse en los distribuidores de gas natural, así como en los operadores de estaciones de servicio de GNV y, potencialmente, en subsidios focalizados donde se garantizaría el repago del monto financiado y la rentabilidad de la operación para la banca de desarrollo. Esto se analizará a mayor profundidad en las siguientes subsecciones.

Algunas consideraciones para la instrumentación de estos mecanismos son:

- Financiamiento en condiciones preferenciales para que los distribuidores expandan la red a zonas que, en condiciones de mercado, no son rentables (baja densidad de usuarios y demanda).
- Establecer poblaciones (localidades) objetivo.
- Definir criterio de alcance del programa de servicio universal: porcentaje de penetración como número de usuarios cada X habitantes; kilómetros de red; número de usuarios; proporción de usuarios de alto consumo vs usuarios de bajos ingresos.
- Esquema: Definir si se financia la expansión de la red a determinadas zonas con o sin la interconexión incluida. Dependerá del tipo de usuarios objetivo.
- Fondo perdido: si la población o localidades objetivo son de bajos recursos podría financiarse hasta la interconexión como fondo perdido.

- Amortización en determinado plazo: si la población o localidades objetivo no son de bajos recursos es más adecuado un esquema de recuperación del fondo, con el costo de las interconexiones asumidos por los usuarios a pagar en parcialidades.
- Establecer cumplimiento de objetivos de expansión a costa de pago total del financiamiento en condiciones de mercado. El financiamiento debería en estos casos acompañarse de objetivos perfectamente cuantificables, kilómetros de red; número de usuarios; proporción de usuarios de alto consumo vs usuarios de bajos ingresos, etc.

Un beneficio adicional que se puede introducir en estos esquemas es la bancarización de usuarios, a quienes se otorga una tarjeta bancaria especial para contribuir con el pago de financiamiento en terminal punto de venta del distribuidor o del operador de la estación de servicio de GNV.

2.2. Subsidios focalizados

La LH, en su artículo 124, establece que la SHCP, la Sener y la Sedesol, podrán instrumentar esquemas de apoyos focalizados (v. gr., subsidios focalizados), con el objeto de "coadyuvar con el suministro adecuado y oportuno, a precios asequibles, de combustibles de consumo básico en zonas rurales y zonas urbanas marginadas".

En términos de política pública, vale la pena señalar el beneficio de apoyos focalizados a los combustibles de uso doméstico. El éxito de los subsidios o apoyos focalizados en combustibles de consumo básico reside en que, para países en vías de desarrollo, ha probado ser una vía efectiva para transitar hacia el uso de combustibles más eficientes, limpios y de menor riesgo para la salud; por ejemplo, de la biomasa clásica (leña) al gas natural o al GLP. Los subsidios focalizados, contrario a los subsidios generalizados, no tienen la masiva carga presupuestaria al estado, ni tampoco crean distorsiones de mercado de la dimensión de los subsidios totales. En ese sentido, países como Senegal han usado exitosamente apoyos focalizados para, en primer lugar, disminuir el consumo de leña y sus nocivos efectos (deforestación, afectación a la salud, etc.); en segundo lugar, estos también han sido efectivos para mejorar el bienestar de los consumidores al generar mayor competencia en el mercado de combustibles.

En México, el potencial apoyo focalizado deberá ser otorgado a consumidores domésticos urbanos o rurales que se encuentren en zonas marginadas. Un apoyo focalizado, en este caso, se podría proveer a usuarios domésticos que, por su contexto, no puedan costear la transición a combustibles más eficientes, limpios y rentables como el gas natural.

A fin de ejercer mayor control sobre la eficacia del esquema y su destino, el apoyo debería otorgarse a los usuarios a través de los distribuidores de gas natural. Los distribuidores, según las condiciones y exigencias en cada ZGD, orientarían el apoyo para cualquiera de los tres propósitos siguientes: a) extender el tendido de las redes; b) mitigar el costo de interconexión y de adecuación de instalaciones de aprovechamiento de los usuarios, y c) subsidiar el costo total de suministro.

El apoyo focalizado que para tal efecto propongan la SCHP, Sedesol y Sener deberá encontrarse reflejado en el Presupuesto de Egresos de la Federación del año en que este sea aplicado, y la facultad de aprobar dicho instrumento recaerá exclusivamente en la Cámara de Diputados, tal como lo señala el artículo 74 de la CPEUM. Lo anterior, sin duda, implicará un cierto nivel de cabildeo legislativo y estrategias de comunicación eficaces para crear soporte suficiente para la instrumentación del proyecto.

Como se ha mencionado anteriormente, tanto los subsidios focalizados como algunas formas de intervención de la banca de desarrollo podrían ser combinadas dentro del modelo de financiamiento de la Ley de Transición Energética a efecto de crear un esquema eficaz.

En estos casos también es aplicable el beneficio adicional relativo a la bancarización de usuarios, a quienes se deposita los recursos etiquetados en una tarjeta bancaria especial para contribuir con el pago de los servicios subsidiados en terminal punto de venta del distribuidor o del operador de la estación de servicio de GNV.

2.3. Modelo de Financiamiento de la Ley de Transición Energética y combinación de las herramientas anteriores

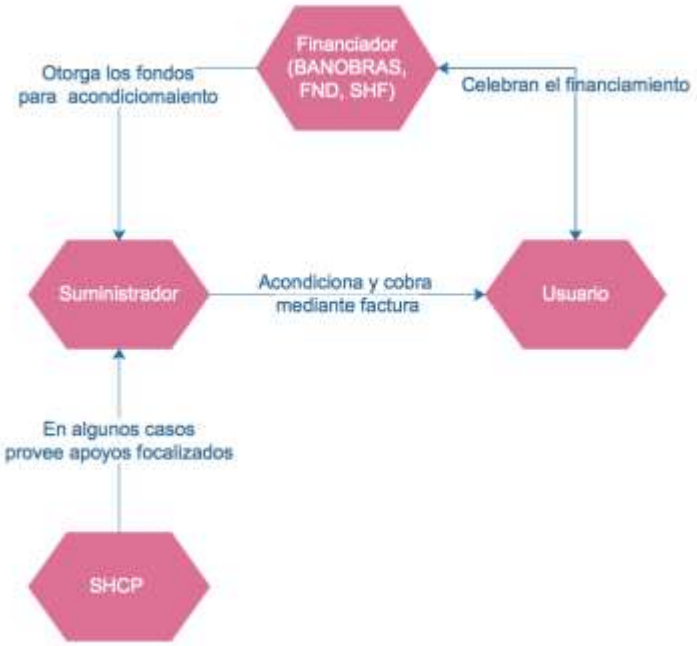
El Capítulo Tercero del Título Cuarto de la Ley de Transición Energética establece un modelo de financiamiento en donde un financiador (banca privada, de desarrollo, empresas, etc.) provee de recursos a uno o varios usuarios para que estos puedan, entre otros, mejorar edificaciones para un consumo energético más eficiente. Los financiadores a su vez se apoyan en un suministrador básico de electricidad o en un distribuidor de gas natural para que estos, por virtud de los cobros que periódicamente realizan al usuario, recuperen las amortizaciones a favor del financiador. Adicionalmente, se dota de facultades a los distribuidores o suministradores para que estos puedan suspender el suministro de gas natural o electricidad en caso de impago por parte del usuario.

Un modelo como este no solo está pensado para apoyar a las fuentes de energía limpia como han sido definidas en la misma Ley de Transición Energética, sino para –en general– sustituir equipos energéticamente ineficientes. Lo anterior quiere decir, que dada la eficiencia que el uso de gas natural aporta (en contraste con biomasa clásica o GLP), se podría argumentar que el financiamiento de la ley debería ser aplicable a los casos como el de reconversión o adaptación de las instalaciones de aprovechamiento de usuarios domésticos para permitir la entrada de gas natural. A continuación, los fundamentos más importantes de la Ley de Transición Energética:

> *Artículo 55.- El Financiamiento para el Aprovechamiento sustentable de la energía tiene por objeto:*
>
> *I. Contribuir a la sustitución de equipos y aparatos energéticamente ineficientes;*
>
> *II La realización de mejoras a edificaciones en las que se realice el consumo energético para su acondicionamiento con el fin de que este sea más eficiente, y*
>
> *[…]*

En este sentido, como se sugirió anteriormente, algunos de los modelos señalados podrían ser combinados bajo el esquema de financiamiento de que se trate. Esto quiere decir que, para el acondicionamiento de instalaciones de aprovechamiento, podrían intervenir los siguientes actores:

a) El usuario que busca reconvertir y celebra el convenio de financiamiento;
b) El distribuidor de gas natural que ejecuta la interconexión y el acondicionamiento de instalaciones de aprovechamiento;
c) El financiador que otorga los fondos al distribuidor para el financiamiento (v. gr, Banobras), y.
d) La SHCP que, en ciertos casos, otorgaría apoyos focalizados mediante el distribuidor.



Estos esquemas de financiamiento han sido probados con éxito en la industria del gas natural, particularmente en el caso de la conversión de vehículos (taxis) a GNV mediante un financiamiento otorgado por distribuidores de gas (Natgas), bancos privados y el mismo Estado de Querétaro.[14] Gracias a esquemas como este, se ha reportado que hasta el 40% del transporte público en dicha entidad federativa opera a partir de gas natural,[15] muy por encima de la media nacional.

2.4. Variante de subasta por los recursos de financiamiento

A las anteriores propuestas de financiamiento público para el desarrollo de los negocios de distribución de gas natural y GNV, se estima relevante analizar la conveniencia de agregar un ingrediente de competencia en los esquemas. Es decir, que los recursos que aporte la Banca de Desarrollo se sometan a un concurso para su asignación entre los privados interesados en el desarrollo de los proyectos.

Esta variante consistiría en:

- Someter a competencia el acceso al financiamiento que ofrezca la Banca de Desarrollo (o el Fondo de Servicio Universal) en condiciones favorables.
- Establecer poblaciones (localidades) objetivo.
- Desarrollar proceso competitivo tipo licitación o subasta.
- De acuerdo con las poblaciones objetivo, definir criterios de alcance del programa: porcentaje de penetración, como número de usuarios cada 100,000 habitantes; kilómetros de expansión

[14] Ver. FIDEICOMISO F/1490 "Fideicomiso promotor del uso de gas natural vehicular como combustible alterno en sectores estratégicos".
[15] http://www.elfinanciero.com.mx/empresas/40-del-transporte-publico-en-queretaro-usa-gas-natural-natgas.html

de la red; tarifas y precios más competitivos; financiamiento de interconexiones; por mencionar algunos.

- La subasta puede dividirse en localidades objetivo y no solo una zona.
- Declarar como ganador al que ofrezca el mejor proyecto, valorado con base en la mayor expansión de la red/cobertura de usuarios, y la velocidad en el logro de los objetivos.
- Establecer indicadores o índices de cumplimiento de los compromisos (expansión o penetración) para mantener o eliminar el incentivo.
- La subasta o licitación de varias zonas o localidades objetivo permite que varios distribuidores se puedan ver beneficiados.

2.5. Medidas fiscales a efecto de agilizar la expansión el suministro de gas natural

En esta propuesta se aborda, de forma sucinta, cómo es que adicionalmente a los mecanismos antes mencionados, y como refuerzo para garantizar el desarrollo de las redes de suministro de gas natural y GNV, el Estado podría considerar el otorgamiento de beneficios fiscales a Municipios que funjan como incentivo para que las autoridades de dichas demarcaciones promuevan, y alienten, la masificación del uso del gas natural.

De conformidad con la CPEUM, es facultad exclusiva de la Cámara de Diputados aprobar la Ley de Ingresos de la Federación de cada ejercicio fiscal. Dicha Ley es el instrumento idóneo por el cual se establecerán nuevas exenciones y beneficios fiscales.[16] En ese sentido, otorgar beneficios o incentivos fiscales a los Municipios deberá de realizarse en virtud de este instrumento.

Durante la última década (a partir del Plan Nacional de Desarrollo 2007 y hasta la presente administración), la forma convencional de otorgar beneficios a Municipios ha sido a través de la condonación de adeudos sobre Impuesto Sobre la Renta, tanto a entidades federativas, como municipios y la Ciudad de México. Lo anterior fue por primera vez establecido mediante el Decreto por el que se otorgan diversos beneficios fiscales en materia del impuesto sobre la renta, de derechos y de aprovechamientos (no el instrumento ideal), y fue recogido en años posteriores por la Ley de ingresos de la Federación de los años subsecuentes. Dentro del objeto de dichos benéficos se encuentra:

1. *Condonar los adeudos del Impuesto sobre la Renta [ISR] de los trabajadores "[…] hasta el ejercicio fiscal de 2012 y anteriores", con la única condición de que "[…] se encuentren al corriente en los enteros correspondientes al mes de diciembre de 2012".*

2. *Adicionalmente, concederles una condonación equivalente al 60% para 2013 y al 30% para 2014.*[17]

Una vía alterna para instrumentar el incentivo es a través de la aplicación de un impuesto especial sobre productos y servicios (IEPS) en el que se especifique que los ingresos respectivos se destinarían a los Municipios. Para tales efectos, sería necesario transitar por el proceso de adecuación a la Ley del IEPS. El esquema consistiría en determinar un monto de IEPS equilibrado,

[16] Ha habido Decretos presidenciales por medio de los cuales se han otorgado estos beneficios. Sin embargo, la constitucionalidad de los mismos ha sido severamente cuestionada al ir en contra de las facultades originarias e indelegables del Congreso.
[17] Ley de Ingresos de la Federación, 2013

tal que no ponga en riesgo la competitividad del gas natural frente a sus combustibles sustitutos, a la vez que aporte montos de ingresos atractivos para los Municipios que incentiven la promoción del desarrollo de las redes de distribución y las estaciones de servicio de GNV. Este monto debería estar vinculado al volumen de gas distribuido a usuarios domésticos, comercios y estaciones de servicio de GNV. No hay que soslayar que la gran ventaja de un esquema de esta naturaleza es que alinearía los incentivos de los Municipios con la masificación del uso del gas natural, a diferencia de la circunstancia actual donde no hay incentivos, o dichos incentivos más bien promueven su oposición.

El tema de beneficios fiscales, como se ha mencionado, es complementaria a otras políticas y deberá actuar como una forma de impulsar y solidificar los esfuerzos por ampliar el acceso a gas natural.

2.6. Conclusiones sobre fuentes de financiamiento

Del análisis anterior se desprende que existe una amplia variedad de herramientas por la que se pueden financiar i) la expansión de la red en zonas de baja densidad de usuarios; ii) la instalación de más estaciones de servicio de GNV y, iii) los gastos de interconexión y equipamiento de instalaciones domésticas de aprovechamiento, así como la conversión de vehículos a GNV.

El análisis también evidencia que para mitigar los gastos de interconexión, existen aún más mecanismos producto de la Reforma Energética (como el financiamiento de la LTE y los subsidios focalizados), que en conjunto con las herramientas ya existentes (banca de desarrollo), podrían detonar una mayor penetración del gas natural en el sector doméstico y del GNV para el autotransporte. Lo anterior encuentra incluso referentes de éxito en la propia industria del gas natural.

Finalmente, es claro que el uso de algún tipo de contribución que se destinara a los municipios, como el IEPS, además de que no tendría costo para el erario, cambiaría radicalmente los incentivos de las autoridades locales y los convertiría en promotores naturales de la expansión del gas natural.

3. PROMOCIÓN VÍA ASOCIACIONES PÚBLICO–PRIVADAS

Una alternativa para coadyuvar a una mayor expansión del uso de gas natural a nivel distribución, así como del GNV, es que el sector público participe en proyectos conjuntamente con los particulares a través de las Asociaciones Público Privadas. En esta propuesta se analiza la figura desde los diferentes órdenes de gobierno (federal y local).

3.1. Las Asociaciones Público-Privadas en el Ámbito Federal

El artículo 2 de la Ley de Asociaciones Público Privadas define los proyectos de Asociaciones Público Privadas como "*que se realicen con cualquier esquema para establecer una relación contractual de largo plazo, entre instancias del sector público y del sector privado, para la prestación de servicios al sector público, mayoristas, intermediarios o al usuario final y en los que se utilice infraestructura proporcionada total o parcialmente por el sector privado con objetivos que aumenten el bienestar social y los niveles de inversión en el país*".

Es importante señalar que, para efectos de lo señalado en el artículo 4 fracción IV del precepto legal invocado, a los proyectos en los que participen las Entidades Federativas y los Municipios, así como los entes de unas y otras, les serán aplicables las disposiciones de la Ley mencionada siempre y cuando los proyectos se realicen con recursos federales, de conformidad con los convenios que se celebren con dependencias o entidades de la Administración Pública Federal. De conformidad con el segundo párrafo de la fracción citada, "*se entenderá que los proyectos se realizan con recursos federales, cuando las aportaciones de las entidades federativas, municipios y entes públicos de unas y otros, en su conjunto, sean inferiores en relación con las aportaciones federales*".

En los convenios para la aportación de recursos federales, en numerario o en especie, deberá establecerse de manera expresa que, a las Entidades Federativas o Municipios, le serán aplicables las disposiciones de la Ley de Asociaciones Público Privadas, lo anterior en términos de lo señalado en el artículo 5 de dicho precepto legal que a la letra señala:

> ***Artículo 5.*** *En caso de proyectos de asociaciones público-privadas a que se refiere la fracción IV del artículo 4 inmediato anterior, en los convenios para la aportación de recursos federales, en numerario o en especie, deberá pactarse expresamente que a las entidades federativas o municipios -según se trate- les serán aplicables, en relación con dichos proyectos, las disposiciones de la presente Ley.*

No obstante, existen Entidades Federativas que cuentan con cuerpos normativos que regulan las Asociaciones Público Privadas en sus respectivas demarcaciones. En la siguiente subsección se analizan algunos ejemplos de este tipo de legislaciones.

3.2. Legislación en materia de Asociaciones Público Privadas a nivel local

Como se mencionó, algunas Entidades Federativas han desarrollado legislación respecto de las relaciones de éstas y sus Municipios con particulares para el desarrollo de proyectos de infraestructura, o la prestación de servicios públicos de competencia estatal o municipal con sus propios recursos; mediante el otorgamiento de contratos administrativos de largo plazo. Algunos ejemplos son:

- Ley de Proyectos de Asociaciones Público-Privadas para el Estado de Baja California;
- Ley de Contratos de Colaboración Público-Privada para el Estado de Campeche;
- Ley de Asociaciones Público-Privadas para el Estado de Guerrero;
- Ley de Asociaciones Público-Privadas del Estado de Nayarit;
- Ley de Asociaciones Público-Privadas para el Estado de Nuevo León;
- Ley de Asociaciones Público-Privadas del Estado de Oaxaca;
- Ley de Asociaciones Público-Privadas en Proyectos para la Prestación de Servicios del Estado de Tamaulipas.

Al igual que en la ley federal de la materia, la legislación estatal define esta modalidad de contratación como inversiones de largo plazo para el desarrollo de proyectos en los que se incorporan técnicas, distribución de riesgos, objetivos y recursos preferentemente privados. Adicionalmente, se indica la posibilidad de asociación en los proyectos de la banca de desarrollo y las agencias de ayuda internacional para la ejecución de proyectos tradicionalmente realizados

por la administración pública estatal o municipal, tal es el caso de la Ley de Asociaciones Público-Privadas del Estado de Nayarit, en su artículo 2.

Por otro lado, la Ley de Asociaciones Público Privadas para el Estado de Nuevo León, establece que la contratación bajo la modalidad de Asociaciones Público Privadas podrá realizarse, sin ser obligatoria, siempre y cuando los proyectos a desarrollar cumplan con determinadas características, tales como:

a) Cuando el sector privado no se encuentre en condiciones de hacerlo por sí mismo;
b) Cuando la participación del Estado facilite su desarrollo en forma importante;
c) Cuando la participación del Estado asegure que la comunidad recibirá el beneficio a largo plazo y en condiciones favorables;
d) Cuando se trate de zonas o grupos marginados;
e) Cuando se trate de proyectos productivos para el Estado o sus Municipios; y
f) En los demás proyectos en los que la Ley lo prevea o el Ejecutivo, a través de la Tesorería, considere procedente su implementación.

En el desarrollo de redes de distribución por ducto de gas natural, es completamente factible la participación tanto de los gobiernos federales, estatales y municipales, puesto que se cumple con los principios esenciales de bienestar y desarrollo social.

Sin embargo, existen permisos, licencias y autorizaciones que se deben obtener para el desarrollo del proyecto por parte de las autoridades competentes, como lo son, entre otros, las licencias de construcción, uso de suelo, derechos de vía, permisos para realizar la actividad de transporte por ducto, impacto ambiental, por señalar algunos requisitos.

Finalmente, vale la pena mencionar el Programa para el Impulso de Asociaciones Público-Privadas en Estados Mexicanos (PIAPPEM), el cual es un instrumento mediante el cual "el Fondo Multilateral de Inversiones (Fomin) del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), brinda apoyo técnico y financiero a las entidades federativas de México para crear las condiciones jurídicas, institucionales y técnicas necesarias para el desarrollo de proyectos de Asociación Público-Privada de carácter estatal a través de mecanismos alternativos a la inversión pública tradicional con el fin de que ofrezcan infraestructura y servicios:

- Con altos niveles de calidad
- Que no podrían proveer con esquemas tradicionales
- De manera más rápida y oportuna.[18]

3.3. Conclusiones sobre la asociación Público Privadas

La participación de entes públicos en el desarrollo de proyectos de gran infraestructura en conjunto con personas del sector privado, a través de la figura de Asociación Público Privadas (APP), cuenta con varias ventajas, tales como:

- Inversión prácticamente total por parte del privado.

[18] http://www.piappem.org/index.html

- Participación de desarrolladores expertos.
- Desarrollo de proyectos encaminados exclusivamente para el bienestar social.
- Agilidad en la obtención de licencias, autorizaciones y permisos requeridos para el desarrollo del proyecto.
- Control directo por parte de la instancia gubernamental que participe en el proyecto, de conformidad con lo establecido en la normatividad aplicable ya sea a nivel federal o local, según corresponda.
- De igual forma actúa como incentivo para que el sector privado entregue los proyectos a tiempo y dentro del presupuesto acordado.
- Asimismo, este mecanismo provee certeza dentro del presupuesto a través del tiempo, ya que se establecen gastos del proyecto de infraestructura en el presente y en el futuro.
- Es una vía para desarrollar las capacidades locales del sector privado a través de la propiedad conjunta con grandes empresas internacionales, así como oportunidades de subcontratación de empresas locales para obras civiles, obras eléctricas, instalaciones, servicios de seguridad, servicios de limpieza, servicios de mantenimiento, etc.
- En ese sentido, comparado con la obra pública tradicional, las APP crean valor al transferir riesgos y responsabilidades al sector privado relacionados al diseño, construcción, operación y mantenimiento del activo público. El socio público paga por la disponibilidad de la infraestructura y el desempeño de los servicios anexos en lugar de pagar a un proveedor por completar actividades o tareas. El siguiente diagrama ilustra los tipos de riesgos que pueden ocurrir en las dos etapas más importantes de un proyecto y los factores que los ocasionan.
- Finalmente, la APP se destaca como una vía para que el sector privado introduzca tecnología e innovación para mejorar el suministro de servicios públicos no solo en lo que respecta en la parte funcional sino también de atención a los usuarios a través de la eficiencia operativa.

4. POLÍTCAS COMPLEMENTARIAS DE PROTECCIÓN AL ASUARIO

En esta sección se exploran diversas prácticas alternativas que podrían implementarse en lo individual o bien complementar cualquier otra política pública de las antes señaladas, con el objeto de coadyuvar con el desarrollo y fortalecimiento del segmento de la distribución de gas natural

4.1. Campañas informativas sobre el uso del gas natural y el GNV

Los alcances de los Convenios de Colaboración con los Estados y Municipios; cualquier esquema de financiamiento; así como proyectos con APP; podrían ser complementados y fortalecidos mediante campañas informativas promovidas por la Sener, con base en lo siguiente:

- Informar, a nivel nacional, de las ventajas que conlleva el uso de gas natural y de GNV, y la desmitificación de su peligrosidad. Es conveniente mantener una campaña permanente en medios de comunicación de alcance nacional.
- Levantamiento de encuestas sobre el uso del gas natural para focalizar la publicidad y determinar los medios de comunicación de mayor alcance. La realización de las encuestas podría encargarse a los distribuidores de gas natural, con reglas claras y preestablecidas, incluyendo la selección de empresas encuestadoras de reconocido prestigio e imparcialidad.
- Alianzas con instituciones académicas para promover concursos de investigación sobre el uso y ventajas del gas natural; del GNV y de bioenergéticos como el biogás (de investigación y de tesis sobre estos temas con premios en efectivo y publicación de sus trabajos).

4.2. Convenio de colaboración con la Profeco

Como ya se señaló en secciones previas del estudio, la Profeco es quien promueve el uso de códigos de ética para que los proveedores de servicios incorporen los principios previstos por la LFPC respecto de las transacciones que celebren con consumidores (artículo 24 fracción IX bis de la LFPC).

Mientras que el artículo 24 fracción XII de a LFPC faculta a la Profeco para celebrar convenios y acuerdos de colaboración con autoridades federales, estatales, municipales, y entidades paraestatales en beneficio de los consumidores.

Con base en lo anterior se sugiere que la Sener o bien la CRE, establezca un convenio de coordinación con la Profeco para unir esfuerzos que coadyuven en poner en práctica medidas que fomenten la mejora continua en la prestación de los servicios, tales como[19]:

- Promoción y difusión del impacto del uso del gas natural y del GNV.
- Promover los derechos de los consumidores.
- Fomentar en el consumidor el conocimiento de los contratos de adhesión y entendimiento de los recibos y facturas, para que puedan ejercer plenamente y con información sus derechos como consumidores.
- Promover una cultura del consumo energético responsable.
- Ampliar el conocimiento de las diversas opciones de consumo de energéticos para promover la toma de decisiones del consumidor de manera informada.
- Tomar las acciones pertinentes en el marco de las atribuciones que les corresponda a cada una de las dependencias para evitar y sancionar cualquier violación en materia de precios en perjuicio de los consumidores, particularmente enfocar esfuerzos de aquéllos consumidores de menores ingreso o en estado de vulnerabilidad.
- Información sobre los derechos del consumidor en los correspondientes portales de internet.
- Impartir talleres sobre el uso eficiente de la energía y los derechos de los consumidores.
- Intercambio de conocimiento entre la Profeco y la Sener en sus áreas de competencia y diseño de cursos de capacitación a los servidores públicos, para una mejor aplicación de las políticas públicas encaminadas a mejorar la prestación de los servicios y de atención al cliente.
- Diseño de plataforma conjunta entre Profeco y Sener para la recepción, atención y seguimiento a las quejas presentadas por los usuarios.
- Inclusión de cápsulas informativas y reportajes sobre el uso eficiente del gas natural y del GNV, entre otros, en la “Revista del Consumidor”.

4.3. Plataforma de recepción de quejas

Se pueden emplear herramientas electrónicas para facilitar la recepción de quejas, ya sea una vez que han sido agotados los procedimientos correspondientes ante el propio suministrador del servicio y la segunda instancia que sería la Profeco, o bien de manera complementaria a estos procedimientos.

[19] Se revisaron los convenios de colaboración de Profeco y el Estado de Coahuila; Profeco y el Instituto Federal de Telecomunicaciones; y Profeco y Comisión Nacional de Arbitraje Médico.

Si bien, las condiciones establecidas en los títulos de permiso están orientados a garantizar la prestación uniforme y bajo ciertos estándares de calidad al usuario, no necesariamente esto se cumple. La creación de una plataforma sencilla que permita la recepción de quejas o bien sugerencias de mejora en la prestación de los servicios puede facilitar la implementación de acciones que no sólo deriven en sanciones, sino que se puedan diseñar medidas concretas para la mejora continua del servicio.

Puede ser una plataforma independiente o bien establecer una plataforma que tenga conexión con todos los prestadores de servicio, para que tanto el regulador o Sener, (quien sea que lo implemente) cuenten con la misma información y seguimiento de las quejas en tiempo real.

4.4. Publicación de estadísticas de desempeño de la industria

La publicación de estadísticas de desempeño de los distribuidores (y de cualquier prestador de servicios del sector energético) permitiría que la población conozca las diferentes opciones energéticas y de servicio con las que cuenta, así como el comportamiento de los mismos en materia de calidad y atención al cliente. Estas estadísticas pueden ser alimentadas con los reportes a los que están obligados a presentar los permisionarios de distribución ante la CRE; quejas presentadas ante Profeco y de ser el caso, quejas presentadas directamente ante la autoridad (una plataforma para la recepción de las mismas planteada en el punto anterior podría ser una fuente adicional de información).

El objeto de una publicación de estadísticas de esta naturaleza, no sólo permitiría la toma de decisiones de forma informada por parte de los usuarios, sino que además incentivaría a los proveedores de servicio a mejorar sus condiciones y trato hacia los usuarios para evitar este tipo de explosión pública[20].

4.5. Herramientas de apoyo desde el portal de la Sener/CRE

Otra de las políticas de apoyo o complemento que podría llevar a cabo la Sener o la CRE, o bien de manera conjunta es el diseño e implantación de plataformas y secciones de apoyo a los usuarios desde sus propios portales de internet.

Se plantean algunos ejemplos:

- Establecer micrositios en páginas electrónicas con información útil para los usuarios como por ejemplo: ventajas del uso del gas natural y el GNV;
- Derechos que deben ejercer como usuarios y cómo hacerlo.
- Cómo presentar quejas o reclamaciones, que se incluya paso a paso y modelo de carta de presentación.
- Consejos para el ahorro de energía.
- Reportes de fraudes o ilícitos.

[20] La Comisión Nacional para la Protección y Defensa de los Usuarios de los Servicios Financieros y el Instituto Federal de Telecomunicaciones publican este tipo de indicadores en su portal de manera periódica. Profeco también lo hace para algunos servicios.

- Comparativos de gasto entre tipos de fuentes energéticas.
- Mostrar páginas relacionadas como los vínculos a los portales de internet de los proveedores y sus respectivos centros de atención.
- Adicionar una sección infantil en las páginas electrónicas para que la cultura del uso del gas natural pueda arraigarse desde temprana edad.
- Publicación de tarifas por proveedor y números de contacto.

4.6. Código de ética de suscripción voluntaria y promoción de sellos o certificados de distinción

La Sener podría promover ante las asociaciones de distribuidores de gas el apego voluntario a un código de ética, con el incentivo de que si es adoptado puedan utilizar algún "sello" que los identifique como empresa comprometida con el bienestar de los usuarios. Un ejemplo es el sello de "Empresa Socialmente Responsable" la cual identifica aquéllas empresas que cumplen con un conjunto de normas y principios referentes a la realidad social, económica y ambiental que se basa en valores, que le ayudan a ser más productiva. Adicionalmente pueden crearse certificaciones de calidad, que bajo un conjunto de normas no vinculantes las empresas de distribución puedan hacerse acreedoras de dichos certificados o sellos, este tipo de certificación son ampliamente utilizados en el sector turístico[21].

Por último, es importante recordar la reciente suscripción de un "Código de Ética del Sector Gasolinero",[22] suscrito por 34 de las marcas presentes en el mercado gasolinero mexicano. El Código promueve 7 principios básicos a los que se comprometen los empresarios que lo suscriben, con objeto de impulsar beneficios para la sociedad y para los consumidores de los petrolíferos (en el apartado sobre Diagnóstico del presente Estudio se describe con mayor detalle esta iniciativa no gubernamental.

4.7. Pagos compensatorios al cliente

Por último, otras de las políticas que se sugieren para el mejoramiento de la calidad en la prestación de los servicios ante el usuario, es el establecimiento de un esquema de compensación al cliente cuando no se cumplan con determinados estándares de servicio. Por ejemplos en casos como[23]:

- No se atienda la instalación del servicio en el plazo establecido.

---

[21] *Distintivo H;* es un reconocimiento que otorgan la Secretaría de Turismo y la Secretaría de Salud, a aquellos establecimientos fijos de alimentos y bebidas por cumplir con los estándares de higiene que marca la Norma Mexicana NMX-F605 NORMEX 2004.
Tesoros de México: tiene como propósito impulsar la excelencia de hoteles y restaurantes cuyos altos estándares de servicio, características arquitectónicas y gastronómicas, reflejan y promueven la riqueza de la cultura mexicana.
Distintivo M: El Programa de Calidad Moderniza es un Sistema para el mejoramiento de la calidad a través del cual las empresas turísticas podrán estimular a sus colaboradores e incrementar sus índices de rentabilidad y competitividad, con base en una forma moderna de dirigir y administrar una empresa turística, condiciones que le permitirán satisfacer las expectativas de sus clientes. La Metodología Moderniza establece que las empresas que alcancen su implementación exitosa recibirán el Distintivo M, máximo reconocimiento que otorga la Secretaría de Turismo y que avala la adopción de las mejores prácticas y una distinción de empresa Turística Modelo.
[22] Consultar en: https://www.onexpo.com.mx/documentos/codigo-de-etica-sector-gasolinero.pdf y https://www.onexpo.com.mx/COMUNICADOS/juego-responsable-y-etico-en-el-nuevo-mercado-de-combustibles-acuerdan-20-48-15/archivos/juego-responsable-y-etico-en-el-nuevo-mercado-de-combustibles-acuerdan-20-48-15.pdf
[23] Este tipo de prácticas se lleva a cabo en el Reino Unido, el detalle del mismo ha sido explicado en la sección del Estudio sobre Diagnóstico.

- No se acuda a un llamado de emergencia en un plazo determinado.
- No se atienda una queja en el plazo máximo de 10 días establecido en el título de permiso.

4.8. Fomento al Uso del Biogás

De acuerdo con lo señalado en la Prospectiva de Energías Renovables 2016-2030[24], en México se emplean dos tipos de bioenergía: la biomasa y biogás para la generación de energía eléctrica. Estas fuentes de energía son buenas alternativas para la sustitución de combustibles fósiles, y en años recientes, ha crecido su potencial logrando ocupar una posición en la matriz energética, gracias a la publicación de la LPDB antes mencionada, contribuyendo así a alcanzar los objetivos ambientales para la disminución de contaminantes.

Se identificaron tres programas de apoyo gubernamentales que actualmente promueven el desarrollo de la generación del biogás a saber: el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) a cargo del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático; el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO), perteneciente a la Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación[25]; y el Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, a cargo de la Sener.

A través de estos programas se financian proyectos de biodigestores y motogeneradores para el aprovechamiento del biogás proveniente de la recuperación y aprovechamiento del metano a partir de residuos animales, residuos sólidos urbanos (RSU) y tratamiento de aguas negras.[26]

Por su parte, la Ley de Transición Energética (LTE), dio sustento a la creación del Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (FOTEASE)[27]. Este instrumento de política pública de la Sener tiene como objetivo instrumentar acciones que sirvan para contribuir al cumplimiento de la Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, promoviendo la utilización, el desarrollo y la inversión de las energías renovables y la eficiencia energética, permitiendo con ello promover, incentivar y difundir el uso y la aplicación de tecnologías limpias en todas las actividades productivas y de uso doméstico, comercial, industrial y agropecuario.

Teniendo como referencia lo anterior, ya existen instrumentos que promueven el aprovechamiento de los bioenergéticos como el biogás, en todo caso lo que resulta relevante es fortalecer las políticas públicas implementadas, en este sentido se recomienda:

---

[24] Prospectiva disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/177622/Prospectiva_de_Energ_as_Renovables_2016-2030.pdf

[25] Reglas de operación del FIRCO 2017.
Capítulo VI
Del Componente de Energías Renovables
Artículo 110. Objetivo Específico. Fomentar la utilización de energías renovables que contribuyan a mitigar el impacto al medio ambiente, promover la sustentabilidad e incrementar la rentabilidad.
Artículo 111. Población Objetivo Específica. Unidades Económicas Rurales Agrícolas, sean personas físicas o personas morales legalmente constituidas, preferentemente en zonas con potencial energético conforme al Inventario Nacional de Energías Renovables, elaborado por la Secretaría de Energía.
Reglas disponibles en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5468352&fecha=31/12/2016

[26] Fuente: Red Mexicana de Bioenergía en: http://rembio.org.mx/areas-tematicas/biogas/

[27] Fuente: FOTEASE disponible en: https://www.gob.mx/sener/articulos/el-fondo-para-la-transicion-energetica-y-el-aprovechamiento-sustentable-de-la-energia-es-un-instrumento-de-politica-publica-de-la-secretaria

- Promover y dar difusión a los programas existentes.
- Conjuntar esfuerzos entre las dependencias y entidades involucradas en los programas MDL, FIRCO y FOTEASE, para complementar esfuerzos y potencializar el desarrollo de los proyectos que se financian.
- Establecer objetivos concurrentes entre los programas existentes para crear sinergias que capitalicen aún más los resultados de los mismos.