

*Dr. Omar Romero Hernández*

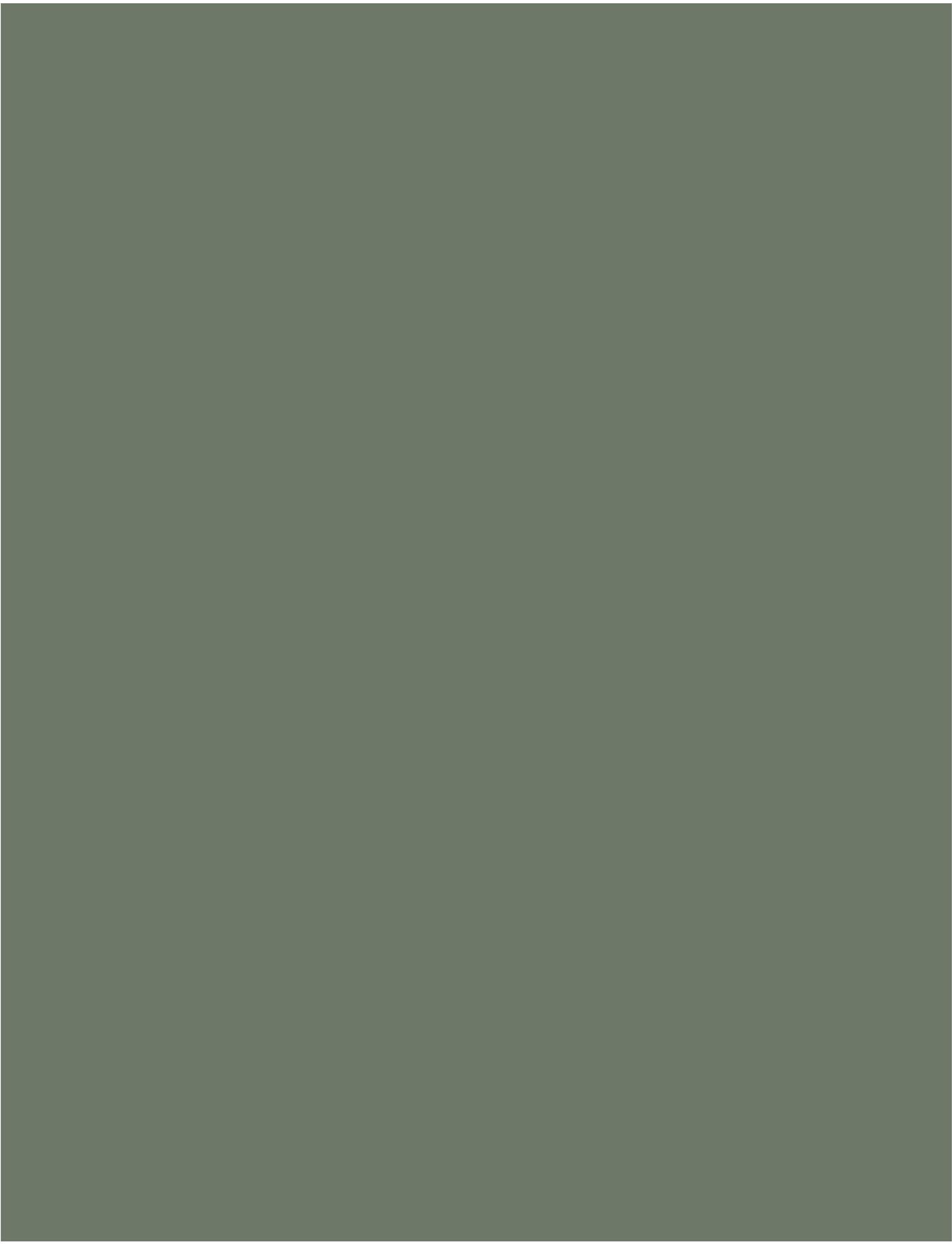
*Dr. Sergio Romero Hernández*  
*Editores*

*Dr. Duncan Wood*



# Energías Renovables:

Impulso político y tecnológico  
para un México sustentable



---

# Energías

# Renovables:

Impulso político y tecnológico  
para un México sustentable



---

# Energías Renovables:

Impulso político y tecnológico  
para un México sustentable

*Dr. Sergio Romero-Hernández*

*Dr. Omar Romero-Hernández*

*Dr. Duncan Wood*

**Editores**



---

## México 2010

Primera edición: abril de 2011

©2010, derechos reservados a los autores de los contenidos

Esta publicación fue posible gracias al generoso apoyo de la Agencia de Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID). El contenido y conclusiones son responsabilidad de los autores y no representan los puntos de vistas o las opiniones de USAID o del Gobierno de Estados Unidos de América.

D.R. 2010, Abt Associates, Inc.

Molière 13, Piso 2

Col. Polanco-Chapultepec, 11560, México, D.F.

Tel. +52 (55) 52542223

<http://www.procomex.org>

<http://www.abtassoc.com>

Financiado bajo el contrato EEM-I-00-07-00004-00 con la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID).

Coordinación editorial, diseño, formación y edición: *e:de, business by design*

Queda rigurosamente prohibida, sin la autorización escrita de los titulares de los derechos, la reproducción total o parcial de esta obra por cualquier medio o procedimiento, así como su distribución mediante alquiler o préstamos públicos.

ISBN: 978-607-95610-0-0



Impreso en México / Printed in Mexico

Impreso con papel parcialmente reciclado.

---

Esta publicación fue posible gracias al generoso apoyo de la Agencia de Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID). El contenido y conclusiones son responsabilidad de los autores y no representan los puntos de vistas o las opiniones de USAID o del Gobierno de Estados Unidos de América.

Un especial reconocimiento a Tim Kessler, Maribel Muñoz y Jonathan Pinzón con quienes tuvimos la fortuna de interactuar durante la elaboración de este proyecto.

Se agradece el apoyo de la Asociación Mexicana de Cultura AC y el Instituto Tecnológico Autónomo de México (ITAM) por todas las facilidades prestadas para la realización de esta publicación.

Asimismo, damos las gracias a la Profesora María Isabel López Santibáñez y a su equipo de colaboradores por el trabajo de edición realizado.

Los investigadores desean reconocer a la Universidad de California en Berkeley por permitir acceso a su infraestructura y recursos. Especialmente, se aprecia el apoyo el Centro de Negocios Responsables (*Centre for Responsible Business*) de la Escuela de Negocios Haas, el Laboratorio de Manufactura y Sustentabilidad (LMAS) de la Escuela de Ingeniería, y el Instituto de Biociencias y Energía (*Energy Biosciences Institute, EBI*).

---

# Índice

010 030 068 102 126 160

**Panorama  
general**

Dr. Duncan Wood

**Energías  
renovables  
y desarrollo  
económico  
sustentable**

Mtro. Francisco  
Torres, Dr. Omar  
Romero-Hernández  
y Dr. Sergio  
Romero-Hernández

**El marco  
normativo de la  
utilización  
de las energías  
renovables**

Dra. Josefina  
Cortés Campos

**Energía  
hidroeléctrica**

Ing. Luis Héctor  
Valdez Báez  
y Dr. Sergio  
Romero-Hernández

**Bioenergía,  
parte I:  
biomasa y biogás**

Dr. Juan Mata  
Saldoval,  
Dr. Omar  
Romero-Hernández  
y colaboradores

**Bioenergía,  
parte II:  
biocombustibles  
líquidos**

Dr. Omar  
Romero-Hernández,  
Dr. Omar  
Masera Cerutti  
y colaboradores

---

192 222 262 306 348 370

**Elementos para la promoción de la energía eólica en México**

Arturo Romero Paredes, Ana Delia Córdova, Rubén Guízar, Moisés Lino, Manuel Luengo y Mark Oven

**Energía geotérmica**

Ing. Luis C.A. Gutiérrez-Negrín

**Energía solar fotovoltaica**

Ing. Gleb Kouznetsov y Dr. Sergio Romero-Hernández

**Energía solar térmica**

Ing. Peter Henri Brailowski Signoret, Ing. Diego Torres Patiño y Dr. Sergio Romero-Hernández

**Microgeneración**

Dr. Sergio Romero-Hernández y Omar Romero-Hernández

**Conclusiones**

Omar Romero-Hernández, Sergio Romero-Hernández y Duncan Wood  
Colaboración especial: Mtro. Francisco Torres.

# Directorio de editores y autores

## Editores / autores:

### **Dr. Omar Romero Hernández**

Instituto Tecnológico Autónomo de México  
Departamento Académico de Ingeniería Industrial y Operaciones  
Centro de Desarrollo Tecnológico  
Río Hondo No. 1  
Col. Tizapán Progreso, México DF, 01080  
Tel. +52 55 5628 4000 ext. 3682  
Correo electrónico: oromero@itam.mx

### **Dr. Sergio Romero Hernández**

Instituto Tecnológico Autónomo de México  
Departamento Académico de Ingeniería Industrial y Operaciones  
Centro de Desarrollo Tecnológico  
Río Hondo No. 1  
Col. Tizapán Progreso, Mexico DF, 01080  
Tel. +52 55 5628 4000 ext. 3689  
Correo electrónico: sromero@itam.mx

### **Dr. Duncan Wood**

Instituto Tecnológico Autónomo de México  
Departamento Académico de Estudios Internacionales  
Río Hondo No. 1  
Col. Tizapán Progreso, México DF, 01080  
Tel. +52 55 5628 4000  
Correo electrónico: dunky@itam.mx

## Autores y colaboradores:

### **Mto. Francisco Torres Roldán**

Asesor  
Comisión Reguladora de Energía  
Horacio No. 1750 4o piso  
Col. Los Morales Polanco, México DF, 11510  
Tel. +52 55 5283 1547  
Fax +52 55 5283 1548 (Eliminar)  
Correo electrónico: ftorres@cre.gob.mx; ftorresr@gmail.com

### **Dra. Josefina Cortes Campos**

Instituto Tecnológico Autónomo de México  
Departamento Académico de Derecho  
Río Hondo No. 1  
Col. Tizapán Progreso, México DF, 01080  
Tel. +52 55 5628 4000 ext. 3775  
Correo electrónico: jcortes@itam.mx

### **Ing. Luis Valdez**

Valdez Ingenieros S.A. de C.V.  
Loma Azul No. 69  
Cuernavaca, Mor., 62156  
Tel y fax. +52 777 380 06 88  
Correo electrónico: vinsa01@gmail.com

### **Dr. Juan Cristóbal Mata Sandoval**

Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales  
Av. San Jerónimo No. 458 3er Piso  
Jardines del Pedregal, México, DF  
Tel. +52 55 5490 2118  
Correo electrónico: juan.mata@semarnat.gob.mx

### **Programa de Competitividad de USAID/México**

Abt Associates, Inc.  
Moliere No. 13, Piso 2  
Col. Polanco-Chapultepec, México DF  
Tel. +52 55 5254 2223

### **Ing. Luis Gutiérrez Negrín**

Consultor Independiente  
Ex Gerente de Proyectos Geotermoeléctricos de la CFE  
Morelia, Mich.  
Correo electrónico: l.g.negrin@gmail.com,  
luis.gutierrez@geotermia.org.mx

### **Ing. Gleb Kouznetsov**

Consultor Independiente  
Saint Moriz No. 89  
Km 55.5 Carretera Federal México-Cuernavaca, Morelos  
Cel. +52 55 2514 5552  
Correo electrónico: ingenieria.gkp@gmail.com

### **Ing. Peter Henri Brailovsky Signoret**

Jefe de Departamento de Energías Renovables  
Secretaría de Energía  
Insurgentes Sur 890  
Col. Del Valle, México D.F., 03100  
Tel. +52 55 5000 6000 ext. 2038  
Correo electrónico: pbrailovsky@energia.gob.mx

### **Ing. Diego Torres Patiño**

Instituto Tecnológico Autónomo de México  
Centro de Desarrollo Tecnológico  
Río Hondo No. 1  
Col. Tizapán Progreso, México DF, 01080  
Tel. +52 55 5628 4000  
Correo electrónico: diegotp@gmail.com

### **Dr. Omar Masera Cerutti**

Red Mexicana de Bioenergía A.C.  
Centro de Investigaciones en Ecosistemas, UNAM  
Antigua Carretera a Pátzcuaro No. 8701  
Col. San José de La Huerta, Morelia, Mich., 58190  
Tel. 5623 2709  
Correo electrónico: omasera@gmail.com

### **Ing. Mariana Icaza**

Instituto Tecnológico Autónomo de México  
Centro de Desarrollo Tecnológico  
Río Hondo No. 1  
Col. Tizapán Progreso, México DF, 01080  
Tel. +52 55 562 84000  
Correo electrónico: icazarode@yahoo.com

### **Lic. Andrea Romero**

Instituto Tecnológico Autónomo de México  
Centro de Desarrollo Tecnológico  
Río Hondo No. 1  
Col. Tizapán Progreso, México DF, 01080  
Tel. +52 55 56284000  
Correo electrónico: andrearh6@yahoo.com.mx

### **Ing. María Fernanda Sánchez**

Instituto Tecnológico Autónomo de México  
Centro de Desarrollo Tecnológico  
Río Hondo No. 1  
Col. Tizapán Progreso, México DF, 01080  
Tel. +52 55 56284000  
Correo electrónico: refam60@hotmail.com

### **Ing. Mauricio Alarcón**

Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales  
Av. San Jerónimo No. 458 3er Piso  
Jardines del Pedregal, México, DF  
Tel. +52 55 5490 2118  
Correo electrónico: mauricio.alarcon@semarnat.gob.mx

### **Mto. Jose Emiliano Detta Silveira**

Energy consultant  
Inter-American Development Bank  
3801 Connecticut Ave NW # 307  
Washington, DC 20008  
Correo electrónico: emidetta@hotmail.com

### **Ing. Josué Zárate Ramos**

Instituto Tecnológico Autónomo de México  
Centro de Desarrollo Tecnológico  
Río Hondo No. 1  
Col. Tizapán Progreso, México D.F., 01080  
Tel. +52 55 5628 4000  
Correo electrónico: josuezarate@gmail.com

---

# 1. Panorama general

*Dr. Duncan Wood*

## 1.1 Introducción: la nación posthidrocarburo

México es un país que se ha definido por los hidrocarburos. La economía, las finanzas del gobierno, la política, las tradiciones y grandes segmentos de la población reconocen al petróleo como una base fundamental y la influencia de la industria del petróleo y del gas se puede apreciar en todas partes. México obtuvo una gran riqueza gracias al petróleo; sin embargo, ésta no ha logrado aprovecharse eficazmente debido a la corrupción y a una planeación deficiente –dos maldiciones que imperan en el sistema mexicano–. A pesar de que la producción del petróleo está en decadencia actualmente, es probable que, al igual que el gas, siga siendo dominante dentro de la industria de los hidrocarburos durante las próximas décadas, ya sea a través del monopolio estatal o, eventualmente, con la apertura hacia el sector privado.

México, empero, necesita también posicionarse como un territorio con un gran potencial en el ámbito de las energías renovables. Mientras que la atención regional e internacional en los últimos años se centra, correctamente, en Brasil como una superpotencia emergente en cuanto a energías renovables, a México se le ve (otra vez correctamente) como un país que poco promueve el desarrollo del sector renovable. El motivo: el debate energético está dominado por los problemas económicos y políticos del sector de los hidrocarburos.

Y mientras que la prensa, los responsables de formular políticas y muchos académicos pasan prácticamente por alto al sector energético, la sociedad civil y las empresas privadas muestran gran interés reflejado en la búsqueda

---

de oportunidades y nichos en los mercados internos y fronterizos de energía renovable. Por otra parte, si bien es cierto que el gobierno aprobó nuevas reformas para fomentar la investigación y el desarrollo en el sector, también lo es que otros países y compañías extranjeras, así como las organizaciones internacionales, han invertido en proyectos de energía en México.

En síntesis, el sector de la energía renovable en México, como se mostrará en el resto del libro, está vivo y en buenas condiciones, prospera y tiene gran potencial. En ese sentido, resulta indispensable que México se vea a sí mismo como un país con un futuro energético más allá de Cantarell, más allá de PEMEX, más allá del petróleo. El futuro de la energía renovable ofrece una gran esperanza para el país y la región, y el tiempo es adecuado para que una concertación gubernamental, empresarial y social impulse con más fuerza el desarrollo de este sector.

Este capítulo introductorio ofrece un panorama general del sector de la energía renovable en los ámbitos global y nacional, y explica brevemente por qué la energía renovable adquirió tanta relevancia en años recientes. Asimismo, aborda la creciente demanda de alternativas a los hidrocarburos y otros combustibles fósiles, y examina lo que está pasando en México para preparar el camino hacia ese cambio.

### 1.1.1 El reto global

Es hoy de conocimiento común que el mundo enfrenta una crisis de cambio climático causada por los efectos de la industrialización y por el consumo de combustibles fósiles. Un aumento significativo de las temperaturas globales, combinado con condiciones climáticas extremas, inundaciones y sequías cada vez más frecuentes, trajo consigo un desplazamiento en el paradigma sobre la manera como pensamos nuestra relación con el planeta. Por primera vez en más de 150 años, se considera la posibilidad de disminuir la dependencia hacia los combustibles fósiles para buscar alternativas —probablemente más caras en el corto y mediano plazo, pero más eficientes con el paso del tiempo—.

Aunado a ello, hay que considerar dos fenómenos clave. El primero es que la población ha alcanzado nuevos máximos y que, para la década de 2040-2050, habrá un total de 9 mil millones de personas. El segundo es que los expertos predicen que 85% de la población mundial se encontrará en los países en vías de desarrollo, lo que significará un rápido crecimiento en la

demanda de bienes y de energía (ONU, 2005). Ambos factores implican la necesidad de aumentar la eficiencia energética y de encontrar nuevas fuentes de energía.

Este crecimiento demográfico coincidirá no sólo con el cambio climático, sino también con condiciones cada vez más difíciles para la exploración y producción de hidrocarburos. Debido a que la mayoría del “petróleo fácil” del mundo ya fue descubierto, las compañías petroleras y los estados ahora recurren a alternativas, como las reservas de petróleo no convencionales (arenas de brea y campos complejos) o a reservas que en el pasado se habrían considerado irrecuperables, como las existentes en aguas muy profundas del océano. Aunado a ello, las condiciones políticas en muchas de las regiones ricas en petróleo son inciertas, inestables y frecuentemente hostiles con las petroleras privadas y con los países de Occidente.

### 1.1.2 Cambio climático y desastres naturales

La urgencia de encontrar alternativas a los combustibles fósiles se ha confirmado en los últimos años debido a una progresiva evidencia científica de que estamos sufriendo un desplazamiento antropogénico notable en el clima y en la temperatura del mundo. El planeta está modificando su temperatura y eso es un hecho. A esto debemos sumar el desprendimiento de las capas de hielo polar, el derretimiento de los glaciares y, más importante en el corto plazo, las condiciones climáticas extremas y una creciente incidencia de desastres naturales. Dichos fenómenos han destacado las consecuencias de mantener el status quo en nuestros patrones de consumo de energía y en el desarrollo industrial.

Se estima que las temperaturas globales aumentaron un grado centígrado en los últimos 100 años y que al final de este siglo serán siete u ocho grados mayores a las actuales. A pesar de las reducciones en las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), que se contemplan como la estrategia de mitigación más ambiciosa, las temperaturas globales podrían aumentar hasta 6%. Esto traerá consigo un impacto dramático y desastroso en los países desarrollados y en vías de desarrollo, y amenazará la existencia tanto de la especie humana como de animales y plantas.

Aunque la industria y el gobierno negaron por muchos años que exista una relación entre los GEI producidos por el hombre y el calentamiento global,

---

en la actualidad se acepta que algo debe hacerse para reducir la cantidad de estos liberados a la atmósfera. Dado que 86% de la energía global proviene de los combustibles fósiles (IEA, 2008) y que producen anualmente 27,000 millones de toneladas de emisiones de CO<sub>2</sub>, encontrar fuentes alternativas de energía es un componente crucial dentro de las estrategias para mitigar los efectos del cambio climático.

### 1.1.3 El incremento en la población mundial

A pesar de que el crecimiento de la población global ha sido una constante durante los últimos 2 mil años, el número total de personas que habita la Tierra no fue un tema de debate hasta hace poco tiempo. Con una población mundial que se espera exceda los 9 mil millones para 2040 —con estimaciones de una capacidad de carga global (el número total de personas que el planeta puede sostener frente a ciertas condiciones tecnológicas y sociales) establecida en alrededor de 10 mil millones—, la demografía se convirtió una vez más en un elemento central para la política mundial.

Tomar en cuenta la densidad poblacional es importante cuando de abordar temas como las provisiones de energía o el cambio climático se trata. Y es que conforme aumenta la población global se presenta una mayor demanda de energía para los bienes de consumo, lo que significa mayores niveles de consumo de ésta. Además, en tanto que la población global se enriquezca, la demanda por consiguiente aumentará.

En un contexto global, y con un ingreso de alrededor de USD\$6,000 per cápita, los individuos y las familias consideran la compra de ciertos bienes como los automóviles, lo cual aumenta la demanda de hidrocarburos y, en particular, de gasolina (Dyer, 2009). La consecuencia en el mediano plazo sería un impacto en el cambio climático.

El crecimiento de las poblaciones también impacta en el clima de otras maneras: el incremento en la demanda de tierra para la agricultura, por ejemplo, implica la deforestación. Una agricultura de gran escala para producir suficientes alimentos también significa la liberación de grandes cantidades de GEI de las plantaciones de arroz y de ganado. De hecho, el metano liberado a partir de estas fuentes tiene un impacto mayor por tonelada que el CO<sub>2</sub>.

### 1.1.4 La presión energética

Al mismo tiempo que el cambio climático es ya un tema prioritario de la agenda internacional, el declive de las reservas petroleras alrededor del mundo y la creciente demanda de petróleo y gas (particularmente en Asia) han producido una enorme volatilidad en los mercados energéticos en los últimos años. Esto da una idea del reto a largo plazo que significa el abastecimiento de energía en la economía global. Como el “petróleo fácil” ya se ha utilizado, las compañías petroleras tienen que buscar en lugares más profundos, más lejanos, y en fuentes no convencionales para encontrar nuevas reservas.

En consecuencia, no sólo los problemas ambientales a causa del petróleo agravaron la situación en términos de contaminación atmosférica, sino también de contaminación del mar –como en el caso de la explosión de una plataforma de la compañía BP en el golfo de México en 2010–. En cuanto al gas natural, durante las últimas dos décadas los mercados se contrajeron conforme la demanda aumentó más rápido que la oferta; sin embargo, los nuevos descubrimientos de gas no-convencional (*shale gas*) han revolucionado los mercados internacionales. Aunado a ello, a pesar de que prevalece una oferta abundante de carbón y uranio, su impacto ambiental es tal que la mayoría de los países tratan de evitar su uso.

Cuando se piensa que el desarrollo económico de los últimos 200 años se ha basado en un creciente uso de la energía, primero del carbón y luego del petróleo, las consecuencias de la disminución de las provisiones energéticas resultan obvias. Un crecimiento económico más lento, un estándar de vida degradante en el mundo desarrollado, un incremento de los conflictos internacionales y locales por los recursos y la necesidad de un rápido y drástico cambio tecnológico serán, por lo tanto, inevitables.

En contraposición, las fuentes renovables ofrecen una alternativa casi ilimitada. Aunque actualmente representan una pequeña fracción del uso de la energía mundial, su potencial es suficiente como para reemplazar completamente a los recursos no renovables. Lo que es interesante y particularmente atractivo sobre la energía renovable es que ya existe la tecnología necesaria para explotarla, tanto en los países en vías de desarrollo como en los ya completamente maduros. Esto significa que, con niveles adecuados de inversión, políticas gubernamentales efectivas y los cambios culturales y de actitud necesarios en la sociedad, la energía renovable avanzará rápida y significativamente en los próximos años.

---

## 1.2

# La energía renovable como parte del desarrollo sustentable

La vinculación del cambio climático ocasionado por la actividad económica, el crecimiento poblacional y la presión energética dieron origen al concepto del desarrollo sustentable –término acuñado a fines de los años ochenta en el reporte Brundtland titulado “Nuestro futuro común” (WCED, 1987)–. En él se establece que el desarrollo sustentable se basa en la noción de que la evolución de hoy no debe comprometer la capacidad de futuras generaciones para lograr sus propios objetivos. Esto significa un menor énfasis en los recursos no renovables y en las políticas de desarrollo que destruyen e irrevocablemente dañan el ambiente. Fue a partir de la publicación del reporte Brundtland que el desarrollo sustentable se convirtió en un tema central dentro de la política de la organización gubernamental e internacional.

Y así, todas las áreas de generación de energía renovable experimentaron un crecimiento considerable, aunque desde una posición inicial pequeña, en todo el planeta. A pesar de que algunas de estas formas de generación de energía existen desde hace más de 100 años, su aplicación a través de nuevos diseños y tecnologías trajo consigo una mejora dramática en su eficiencia y un mayor reconocimiento de su potencial.

La historia de la energía hidroeléctrica data del siglo XIX con la construcción de las primeras plantas en los años sesenta. A mediados del siglo XX, ésta floreció con inversiones masivas y megaproyectos en los países industrializados, así como a través del financiamiento de organizaciones, el Banco Mundial por mencionar algunas, en el mundo en vías de desarrollo. Existen en la actualidad casos como el de China que en años recientes, gracias a la energía hidroeléctrica, genera el 20% de la capacidad de energía eléctrica mundial (Ren 21, 2006). Otro más es Paraguay, país que depende al 100% de la generación hidroeléctrica y que logró exportarla a sus vecinos, como Brasil. Otros más, Canadá y Noruega, también dependen abrumadoramente de presas para la generación de su energía eléctrica.

La energía eólica comparte también una larga historia con el uso de los molinos de viento en tiempos pasados y el bombeo de agua en tiempos

modernos. La generación de electricidad a partir del viento proviene de finales del siglo XIX. Aunque su uso fue limitado a lo largo del siglo XX, a finales de los años setenta, en Dinamarca, se aplicaron nuevos materiales y diseños que se extendieron luego por todo el mundo. En los últimos años, la rápida innovación en el desarrollo de nuevos materiales para la fabricación de grandes turbinas hizo posible el crecimiento de la capacidad de generación de esta energía.

Las comunidades han aprovechado la energía del sol durante miles de años para secar, calentar y alumbrar. En Chile, durante la década de los setenta, había proyectos de destilación basados en la energía solar para producir agua potable; sin embargo, su uso para generar electricidad es relativamente reciente. A través de la energía solar es posible obtener electricidad mediante dos métodos principalmente: a partir de celdas fotovoltaicas — las cuales generan electricidad por medio de la interacción de la radiación del sol y los químicos contenidos en las celdas— y de plantas termales solares —en las que el calor del sol se aprovecha para generar vapor que haga funcionar las turbinas que producen electricidad—.

Durante la última década, los biocombustibles han recibido mucha atención de los medios de comunicación, la política y la academia. Por su parte las industrias, los gobiernos y las sociedades han intentado reducir su dependencia de los hidrocarburos basados en combustibles líquidos. El etanol es, posiblemente, el más conocido de estos, y es importante reconocer que en el siglo XIX se usó regularmente como una fuente para calentar. A principios del siglo XX, el etanol retó brevemente a la gasolina como una fuente de combustible para automóviles, pero el bajo costo del petróleo rápidamente superó este potencial. La producción masiva de etanol en Brasil, Estados Unidos y la Unión Europea en los años recientes revivió la idea de que juegue un papel central en la transportación. No obstante, el costo sigue siendo un desafío y aún queda la cuestión de que la producción de granos para su generación podría impactar directa o indirectamente en los precios de los alimentos.

El etanol, empero, es sólo una parte del panorama de los biocombustibles. El biodiesel, que se deriva de múltiples fuentes, está emergiendo como un complemento importante del diesel ordinario y ofrece, potencialmente, grandes beneficios a los países en desarrollo. Del mismo modo, los proyectos de biogás (metano) ya son impulsados alrededor del mundo debido a que los gobiernos intentan aprovechar las dañinas emisiones de las fuentes agrícolas, industriales y municipales para generar electricidad.

## 1.3

# La lógica económica de la energía renovable

La energía renovable ofrece una enorme esperanza para satisfacer las necesidades energéticas en el futuro, y lo hace sin comprometer las posibilidades de las siguientes generaciones para alcanzar sus propios objetivos de desarrollo. Como se aprecia en la Figura 1.1, la cantidad total de la radiación solar que llega a la Tierra cada año equivale a más de mil veces la cantidad de energía que se necesita para mantener nuestros niveles de vida. A pesar de que hay suficiente carbón, uranio, petróleo y gas natural para mantener activas las economías por 100 años, su impacto en el ambiente ya no puede ignorarse.



**Figura 1.1**  
Uso anual de la energía mundial vs. potencial solar.

Fuente: Smil, Vaclav, *General Energetics: Energy in the Biosphere and Civilization*. New York: Wiley, 2001; International Energy Agency, [www.iea.org](http://www.iea.org).

Gobiernos de todo el mundo y empresas privadas han invertido en nuevas tecnologías y métodos para producir energía con niveles inferiores de emisiones de carbono. De hecho, existen proyectos financiados a través de organismos, como el Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM), e iniciativas privadas, como el Intercambio de Clima de Chicago (CCX, por sus siglas en inglés) y el Intercambio de Clima Europeo (ECX, por sus siglas en inglés). La eficiencia energética se volvió un tema cada vez más importante en muchos países conforme los gobiernos y las empresas aumentaron su producción y, al mismo tiempo, redujeron su consumo de energía.

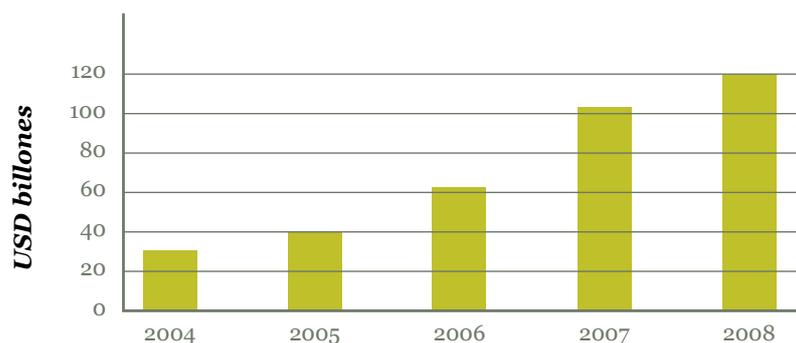
Sin embargo, aún hace falta una conjunción de inversión, políticas y actitudes sociales para lograr una transición energética completa. Y aquí reside el problema principal. En el ámbito global, la inversión en energía renovable experimentó un estímulo dramático en los primeros años del siglo XXI.

Los motivos: el aumento de los precios de los energéticos y los paquetes de incentivos de varios países desarrollados en respuesta a la recesión económica mundial. Desafortunadamente, esta inversión todavía es inadecuada debido, en gran parte, a que existen alternativas más baratas.

Las plantas eléctricas que funcionan con carbón, por ejemplo, ofrecen energía barata, aunque sucia, y requieren poco tiempo para construirse e iniciar operaciones. Aunado a ello, el factor precio en el caso del petróleo, colapsado en 2008, y que el del gas ha permanecido relativamente bajo, trajo consigo poco interés en invertir en la producción de biocombustibles. Hasta ahora, la política de desarrollo es decepcionante, a pesar de los genuinos y positivos pronunciamientos de varios gobiernos del mundo.

**Figura 1.2**  
Inversión global en proyectos de energías renovables.

Fuente: REN21.



Como muestra la Figura 1.2, la tendencia de la inversión en energía renovable es positiva. Claramente, los niveles iniciales de inversión fueron muy bajos en los primeros años de esta década y solamente alcanzaron los USD\$120,000 millones en todo el mundo en 2008. Pero con el anuncio de los gobiernos de Estados Unidos y China, a finales de 2009, sobre sus firmes compromisos para reducir las emisiones de carbono –y con declaraciones similares de los principales países desarrollados y en vías de desarrollo– hay que esperar nuevas políticas significativas y niveles de inversión considerablemente más altos.

Como se dijo, a mediados de esta década el sector de la energía renovable recibió un impulso adicional a escala global a partir de los altos precios registrados en el mercado mundial del petróleo. En 2005, los precios del gas natural en América del Norte alcanzaron un máximo de USD\$12/mm-btu, lo que aumentó el precio de la producción eléctrica y permitió que las

---

fuentes de energía alternas, como la eólica, inmediatamente se volvieron atractivas. Así, se presentaron inversiones de gran escala en energía eólica. De manera similar, cuando el petróleo alcanzó los USD\$150 por barril en el verano de 2008, muchas energías renovables consideradas demasiado costosas se volvieron más asequibles. También se llevaron a cabo grandes inversiones en biocombustibles, especialmente en etanol, y otras energías renovables recibieron un mayor estímulo a medida que la población cambiaba sus vehículos por autos eléctricos.

Sin duda, el vínculo con los precios funciona de ambos lados. Con la caída de los precios del gas después de 2006, el financiamiento de fuentes renovables de generación eléctrica tuvo un impacto negativo, del mismo modo que el colapso de los precios del petróleo a finales de 2008 y en 2009 tuvo un efecto similar en los biocombustibles. La volatilidad en los precios surgió como un factor en el mercado de la energía renovable, en el que las energías eólica, la solar y la geotérmica ofrecen un panorama más estable y predecible en el largo plazo. No obstante, es claro que las predicciones a futuro apuntan a que la mayoría de los hidrocarburos tendrá precios altos y a que los movimientos globales hacia la mitigación de los efectos del cambio climático continuarán impulsando la inversión en energías renovables.

Un elemento crucial para los países en vías de desarrollo ha sido también la conciencia del vínculo positivo entre las estrategias para la mitigación de los efectos del cambio climático y el desarrollo social y económico. La habilidad de convertir los desechos municipales o agrícolas en metano para utilizarlo como fuente de energía, por ejemplo, puede alterar dramáticamente la realidad económica para las autoridades locales y para los agricultores. El uso de celdas fotovoltaicas para generar electricidad en áreas remotas ofrecería nuevas oportunidades para los agricultores y para los pequeños empresarios en términos de refrigeración, iluminación y capacidad para bombear el agua. La energía eólica podría valerse de nuevas estrategias para obtener suministros eléctricos en áreas que no tienen acceso a la red nacional. La inversión en estas instalaciones estimularía la actividad económica, el empleo y brindaría una nueva fuente de ingreso a los terratenientes locales.

Otro camino que representaría importantes beneficios para los países en desarrollo es un régimen de compensaciones de carbono. El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), creado a través del Protocolo de Kioto, ha influido en este aspecto. El MDL y otros programas permiten a las organizaciones y corporaciones de los estados desarrollados que no son capaces de lograr

la cuota de emisiones compensar sus emisiones de carbono mediante la compra del Certificado de Reducción de Emisiones aprobado por el MDL. Estos fondos se destinan a inversiones en programas de reducción de emisiones de carbono en países en vías de desarrollo. El ingreso por concepto de las compensaciones de carbono se vuelve un flujo adicional de capital, útil en las primeras etapas de un proyecto de energía, y un incentivo extra para invertir. Otra vía son los Créditos de Energía Renovable (CER), en los que la energía producida a partir de fuentes renovables reemplaza, en la red nacional, a la electricidad producida convencionalmente. A cambio, se reciben fondos como una compensación de carbono.

La energía renovable puede también desempeñar un papel importante en la Captura y Retención de Carbono (CRC). La nueva tecnología de algunas empresas estadounidenses, –que utilizan algas para capturar y retener CO<sub>2</sub> y luego las usan como materia prima para la producción de biocombustibles–, muestra un enorme potencial, particularmente si se usa junto con iluminación LED generada con energía solar. Dicha innovación tecnológica parece capaz de absorber las enormes cantidades de CO<sub>2</sub> producidas por las plantas de energía y por las refinerías, para luego convertirse en una fuente de biocombustibles que podría reemplazar a los combustibles líquidos tradicionales.

De interés especial para países como México, que comparten frontera con países desarrollados o que están geográficamente cerca de ellos, es la posibilidad de exportar energía renovable. Como la demanda de energía renovable proveniente de los países en vías de desarrollo aumenta debido a los nuevos estándares impuestos, estos pueden beneficiarse exportando electricidad derivada de fuentes renovables o de biocombustibles producidos dentro de su propio territorio.

Para países con gran crecimiento demográfico, donde la producción de alimentos, el desecho industrial y los vertederos aumentan de manera exponencial, el metano es también un problema cada vez más significativo. Las emisiones de este elemento provienen de una importante variedad de fuentes, entre las que se encuentran: el cultivo de arroz, los animales de pastoreo doméstico, los vertederos, la minería de carbón y la extracción de petróleo y gas. El metano, a saber, tiene un mayor efecto sobre el calentamiento global comparado con el dióxido de carbono (aproximadamente 23 veces más que el CO<sub>2</sub>), y su nivel está creciendo rápidamente a escala mundial.

---

Afortunadamente, algunas de estas fuentes generadoras de metano son más fáciles de contener que otras. La ventaja es que, al quemarlo, sus moléculas se convierten en moléculas de dióxido de carbono, y el impacto en el calentamiento global se reduce hasta 96%. Si se quema el metano para producir electricidad, entonces el impacto positivo en las emisiones de carbono aumenta, ya que reemplaza fuentes convencionales de generación de electricidad (gas natural o carbón, por ejemplo).

La energía renovable, entonces, presenta un panorama prometedor y desafiante para los gobiernos, las empresas y las sociedades alrededor del mundo. Con la presión combinada del cambio climático, del crecimiento poblacional y de una extracción más compleja de los recursos naturales, la energía renovable ofrece enormes oportunidades, muchas de las cuales apenas empiezan a explotarse.

## 1.4 México y la energía renovable

El compromiso de México con las energías renovables es relativamente reciente. A pesar de que la energía hidroeléctrica fue una gran fuente para la producción de electricidad en los años cuarenta y cincuenta, desde entonces ha declinado su importancia debido al incremento en el uso de otras formas de generación para atender la creciente demanda nacional. Ahora se encuentra en un 19% de su capacidad instalada (SENER, 2009). Durante la década pasada, la idea de complementar las fuentes de energía (hidrocarburos, carbón, etc.) con fuentes renovables se arraigó verdaderamente en el país. Esto gracias a diversas fuerzas impulsoras.

En primer lugar, se debe reconocer el impacto demostrado por la disminución en la producción de petróleo. Como el campo de petróleo de Cantarell se redujo precipitadamente entre 2008 y 2009, y México se enfrentó a un futuro sin las exportaciones de petróleo, la necesidad de pensar más allá de los hidrocarburos se volvió clara (PEMEX, 2010). A raíz de ello, la eficiencia energética se convirtió en una preocupación central del gobierno federal, y los programas para el ahorro de energía se multiplicaron. Asimismo, la noción de que un barril de petróleo no utilizado internamente es un barril de petróleo adicional para exportar resultó particularmente atractiva –más ahora que la producción y las exportaciones están cayendo–. Por lo

tanto, la necesidad de proveer fuentes de energía alterna para reemplazar la bonanza petrolera de las últimas cuatro décadas es ya una inquietud real.

Otra fuerza impulsora importante en México es la creciente atención dedicada a la calidad del aire en las grandes ciudades, particularmente en el Valle de México. Al lograr importantes avances durante los últimos años en cuanto a la reducción de emisiones de los automóviles, del ozono a nivel del suelo y de las partículas del aire, tanto el gobierno como la sociedad han buscado otras formas de mejorar el ambiente local y nacional. Esto no sólo llamó la atención y el elogio internacionales, sino que además generó la confianza de que México podría ser líder en cuestiones ambientales. A pesar de que la sociedad civil no es tan activa como en otros países, sí desempeña un papel importante ya que diversos grupos ambientalistas y universidades trabajan en la inclusión de gobiernos locales, estatales y a nivel federal.

Los actores internacionales tienen también un rol importante en la promoción de la energía renovable. El gobierno de Estados Unidos financió, por varios años, proyectos relacionados con la energía renovable en México a través de la Agencia de Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID) con el objetivo de promover el uso de la energía solar en las áreas rurales durante la década de los noventa. Más tarde, previeron el uso de la energía eólica en Oaxaca en los primeros años del siglo XXI al auspiciar un mapeo de los recursos eólicos del estado en 2002 (Mata & Feinstein, 2006). Dicha iniciativa sentó las bases para el desarrollo del programa de energía de La Ventosa, y se utilizó exhaustivamente para atraer inversionistas al proyecto (USAID, 2009).

En 2008 y 2009, USAID tuvo gran influencia en programas educativos centrados en el financiamiento para proyectos de energía renovable y subrayó las lecciones que deben aprenderse de los marcos regulativos de Estados Unidos para la energía renovable. Cabe señalar que el vecino país del norte no es el único involucrado en el sector de las energías renovables en México. Intereses públicos y privados de Alemania, España y Reino Unido han estado activos en la construcción e inversión en la industria, y, por supuesto, en el aprovechamiento de oportunidades de negocio.

Es vital reconocer los cambios políticos internos en el ámbito federal como un primer motor de interés y un compromiso hacia la energía renovable. El hecho de que el presidente Felipe Calderón sea un promotor activo de las políticas de mitigación de los efectos del cambio climático y de que la Secretaria de Energía, Georgina Kessel, reconociera un compromiso con

---

la energía renovable permitió que algunas políticas en el ámbito federal sigan el camino correcto. Es también importante mencionar las contribuciones de los gobiernos de Oaxaca, Veracruz y Baja California, al facilitar la generación de un ambiente propicio para el desarrollo del sector de la energía renovable.

En los últimos años, además, tuvieron lugar otras iniciativas en casi todas las áreas de energía verde, ya sea en investigación, diseño y desarrollo (RD&D) o en pequeños proyectos centrados en fuentes como los fotovoltaicos, el viento y biogás. Otro caso son las inversiones significativas destinadas a proyectos de energía de gran escala, como los desarrollos de energía eólica en los estados de Oaxaca, Baja California y Tamaulipas.

A pesar de que podrían criticarse algunas de las acciones del gobierno en materia de fomento a las energías renovables, lo cierto es que sí ha logrado que los países en vías de desarrollo perciban a México como líder regional y global en este sentido. Y aunque carece de éxitos como los de Brasil en el desarrollo de los biocombustibles, el gobierno mexicano, no obstante, construyó un marco en el cual las oportunidades de inversión y desarrollo de energías limpias pueden explotarse.

El paquete de reforma energética de 2008, aprobado por el Congreso mexicano, incluyó la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE), la cual se discutirá a detalle en otro capítulo del libro. Sin embargo, es importante señalar que la nueva Ley incluye un fondo que provee de USD\$220 millones anuales destinados al apoyo de proyectos relacionados con la energía renovable por los próximos tres años. De manera significativa, la Ley requiere que la (SENER) cree nuevas reglas y ofrezca nuevos incentivos para la industria de energías renovables en México. Aún falta ver cómo se implementará esta nueva Ley; no obstante, se mantiene como una gran promesa para el sector.

Existen además obstáculos importantes en el país en relación con la generación y la distribución de la energía a partir de fuentes renovables y limpias. El marco legal no es claro y hay incertidumbre tanto en el sector público como en el privado acerca de las implicaciones legales y las dificultades de la participación del sector privado en la generación de electricidad a partir de fuentes renovables. Otro punto a tratar es, sin duda, el de los precios de la electricidad y los biocombustibles con respecto a las fuentes convencionales y sus subsidios.

De igual manera se presentan barreras sociales y culturales en ciertas áreas. Las dificultades que experimentaron las empresas mexicanas y extranjeras que operan en los campos generadores de viento en Oaxaca al lidiar con comunidades locales probablemente se repetirán en otros proyectos como los solares y de producción de biocombustibles. Estos retos, sin embargo, son superables. ¿Cómo? Simple: con sensibilidad cultural y voluntad para asegurarse de que todos los participantes se beneficien y sientan que son justamente recompensados.

Quizá lo más complejo sea la cuestión política. A pesar de que el gobierno del presidente Calderón ha dado pasos concretos hacia la reducción de las emisiones de carbono del país –por medio de la LAERFTE, para construir las provisiones de energía renovable del país–, hay poco entusiasmo en el resto de la élite política. Por ejemplo el Partido Revolucionario Institucional (PRI) y el Partido de la Revolución Democrática (PRD) muestran, hasta el momento, poca iniciativa en el tema del cambio climático o de la energía renovable, centrando sus esfuerzos más bien en proteger las reservas de hidrocarburos de la nación frente a la intervención extranjera. Las elecciones legislativas de 2009 mostraron un desplazamiento del poder político hacia el PRI, por lo que, al existir una posibilidad real de una victoria presidencial priísta en 2012, es esencial que el partido cambie su postura para centrar sus esfuerzos más intensamente en el tema.

En el frente internacional, México y el presidente Felipe Calderón lograron posicionarse como líderes en la campaña contra el cambio climático. En mayo de 2008, el gobierno mexicano anunció su propuesta de un “Fondo Verde” global o “Fondo Mundial para el Cambio Climático”. En él, tanto los países desarrollados como los que se encuentran en vías de desarrollo participarían y los fondos se destinarían a financiar actividades para la mitigación de los efectos del cambio climático. En diciembre de ese año, la declaración del plan de México para reducir 50% sus emisiones de carbono para 2050, con base en los niveles de 2002, logró una aceptación global. Sin embargo, los detalles del plan todavía tienen que definirse. El país recibió una nota “media” por parte del Rastreador de Acción Climática ([climateactiontracker.org](http://climateactiontracker.org)), pues le falta detallar sus compromisos de largo plazo.

En el camino hacia la Cumbre del Clima en Copenhague, en diciembre de 2009, el gobierno de Calderón recibió la entusiasta aprobación por parte de algunos países miembros de la Cumbre Iberoamericana con respecto a la idea del Fondo Verde. Asimismo, el mandatario anunció que presentaría 144 proyectos de reducción de emisiones de carbono en la próxima

---

cumbre, con lo que se reforzó el papel del país como líder regional sobre el tema. Falta ver qué nivel de consenso internacional sobre las estrategias de cambio climático surgirá como resultado de la cumbre en Copenhague y de reuniones posteriores; no obstante, la posición de México como país en vías de desarrollo líder parece fortalecerse.

## 1.5

# Los objetivos de este libro

Además de ser oportuno, este libro intenta informar a un público más amplio del real potencial que existe en México para el sector de las energías renovables, y así inspirar una mayor inversión social y económica en el sector. Sus capítulos se centran en los beneficios económicos, sociales, de desarrollo y ambientales que se obtendrán de una mayor inversión en la energía renovable. Por otra parte, identifica los obstáculos actuales para lograr un desarrollo más productivo de la energía renovable en México. En ese sentido, la publicación está dirigida a los encargados de formular políticas públicas y a los administradores gubernamentales en un esfuerzo por resaltar las formas en las cuales se pueden diseñar las políticas para promover el sector de una manera más holística.

El capítulo que precede a esta presentación, el segundo, examina el panorama nacional para la energía renovable en México. Se subraya, además, la lamentable falta de conciencia sobre el cambio climático en el país a la vez que se enaltece su potencial para la energía renovable. Este potencial se explica en términos de contribuciones hacia una oferta nacional de energía, acceso a electricidad en zonas rurales y en términos de su aportación a la productividad agrícola.

El tercer capítulo analiza el marco regulatorio y legal del desarrollo de la energía renovable en México. Aunque el paquete de reformas energéticas de 2009 incluyó la LAERFTE, se necesita mucho más trabajo por parte de las autoridades regulatorias para proveer certeza a los inversionistas privados. Al examinar la LAERFTE, el capítulo invita a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) a tomar el reto de definir contratos y fijar los precios a los modelos y así inspirar a una futura inversión en la generación de energía renovable.

El capítulo 4 examina el sector hidroeléctrico en México, un área de la energía renovable sobre la cual muchos consideran que ya se explotó hasta su

máximo potencial. Este capítulo argumenta lo contrario al mostrar que el potencial para la generación hidroeléctrica de gran y pequeña escala es muy alentador, tanto en términos de sus contribuciones netas para la generación de electricidad en México como en términos de la reducción de sus emisiones de carbono.

El capítulo 5 examina la biomasa y el biogás, y sus potenciales contribuciones a la generación de energía, al empleo, al desarrollo local y a un mayor ingreso para las poblaciones rurales. El enfoque del capítulo 6 nota que, aunque la primera generación de biocombustibles tuvo algún éxito en México, existe la necesidad de acelerar la transición a la segunda generación de biocombustibles para estimular la producción y evitar la controversia que surge acerca del intercambio de biocombustibles y fuentes de alimentos.

La energía eólica en México es quizá el área mejor conocida del sector de la energía renovable. La importancia del proyecto de generación de energía eólica de La Ventosa y la posibilidad de un futuro desarrollo en otras áreas del país han permitido que la energía eólica en suelo mexicano reciba una atención internacional considerable. Así, el capítulo 7 ofrece una discusión profunda del sector de la energía eólica en México, analiza el impacto económico y ambiental de sus proyectos, e identifica oportunidades para desarrollos en un futuro cercano.

El capítulo 8 examina una de las áreas mejor desarrolladas de la generación de energía renovable en México: la energía geotérmica. Ésta ha contribuido significativamente a la oferta mexicana de energía eléctrica desde la década de los setenta y continúa siendo una importante fuente en el norte del país. La energía geotérmica es también interesante, ya que es una fuente de energía renovable que se ha exportado a Estados Unidos y que provee un importante modelo para ventas potencialmente lucrativas en un futuro.

Los capítulos 9 y 10 abordan la energía solar en sus formas fotovoltaica y termosolar, y contemplan los incentivos regulatorios y financieros, así como las barreras para un futuro desarrollo. Es claro que la energía solar está terriblemente subexplotada en México y que ofrece un enorme potencial, tanto para su generación en gran escala como para darles acceso a las comunidades rurales fuera de la red.

El tema de mejorar el acceso a la electricidad como un modo de acelerar el desarrollo en áreas rurales se retoma en el capítulo 11, que centra su estudio en la generación a pequeña escala. De lograrse la producción de

---

energía eléctrica bajo este modelo no sólo habría una reducción considerable de emisiones de carbono, sino que mejorarían las condiciones de los pequeños negocios y de los productores agrícolas.

## 1.6

# Conclusiones

Por todas las razones delineadas anteriormente, es ahora oportuno e imperativo que México desarrolle su propio sector de energías renovables. El país goza de una posibilidad real de convertirse en un gran productor de energía renovable y también de exportar esa energía a su vecino del norte, Estados Unidos. En un momento en el que los ingresos del petróleo están en declive, esto debe examinarse muy de cerca dentro de los círculos políticos.

Es un hecho: el mundo gira hacia un futuro posthidrocarburo en el que, si bien es cierto que el petróleo, el gas y el carbón continúan desempeñando un papel importante, también lo es que empiezan a ser sustituidos, cada vez con más frecuencia, por alternativas más limpias. En ese sentido, México tiene la oportunidad de convertirse en un líder. Esto ayudaría a mejorar no sólo la posición internacional de México, sino también a incrementar su competitividad.

Los siguientes capítulos analizan las diversas áreas de la producción de energía renovable en el país, y contemplan tanto el potencial para el desarrollo como las dificultades económicas, políticas y sociales que se encuentran en el camino. Los autores que han contribuido con sus ideas a este volumen provienen de diferentes entornos: el académico, el político, el empresarial y de la sociedad civil. Esto proporciona una visión holística de lo que existe, lo que se necesita y hacia dónde conducirá la exploración de las energías renovables.

## Bibliografía

### **Dyer, G., 2009.**

China's booming consumer demand, *CNN.com International - Breaking, World, Business, Sports, Entertainment and Video News*, 23 de octubre, 2009. <http://edition.cnn.com/2009/BUSINESS/10/22/china.consumer.demand.ft/index.html>. Fecha de consulta: 24 de febrero, 2010.

### **EIA, Energy Information Administration, 2008.**

*International Energy Outlook 2008*. [tonto.eia.doe.gov/FTP/forecasting/0484\(2008\).pdf](http://tonto.eia.doe.gov/FTP/forecasting/0484(2008).pdf). Fecha de consulta: 24 de febrero, 2010.

### **Mata, J. y Feinstein, C., 2006.**

Large Scale Renewable Energy Development Project. Secretaría de Energía, SENER. *World Bank External Documents*, 26 de abril, 2006. [www-wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/WDSP/IB/2006/05/04/000012009\\_20060504153229/Rendered/PDF/E1398.pdf](http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/WDSP/IB/2006/05/04/000012009_20060504153229/Rendered/PDF/E1398.pdf). Fecha de consulta: 24 de febrero, 2010.

### **ONU, 2005.**

*Population Press Release POP/918, UN Population Division*. United Nations, 24 de febrero, 2005. <http://www.un.org/News/Press/docs/2005/pop918.doc.htm>. Fecha de consulta: 24 de febrero, 2010.

### **PEMEX, 2010.**

*Cantarell: Declinación*. <http://www.pemex.com/index.cfm?action=content&sectionID=145&catID=12681&contentID=19972>. Fecha de consulta: 24 de febrero, 2010.

### **REN21, 2006.**

*Renewables Global Status Report 2006 Update*. [www.ren21.net/globalstatusreport/download/RE\\_GSR\\_2006\\_Update.pdf](http://www.ren21.net/globalstatusreport/download/RE_GSR_2006_Update.pdf). Fecha de consulta: 24 de febrero, 2010.

### **SENER, 2009.**

*Capacidad Efectiva De Generación. Estadísticas de Energía Eléctrica, Secretaría de Energía*, 14 de agosto, 2009. [www.sener.gob.mx/webSener/res/PE\\_y\\_DT/ee/Capacidad\\_Efectiva\\_de\\_Generacion.pdf](http://www.sener.gob.mx/webSener/res/PE_y_DT/ee/Capacidad_Efectiva_de_Generacion.pdf). Fecha de consulta: 24 de febrero, 2010.

---

**Smil, V., 2001.**

*General Energetics: Energy in the Biosphere and Civilization.* New York: Wiley.

**USAID, 2009.**

*USAID Support for the Wind Power Industry – The Clipper Example.* [http://www.usaid.gov/our\\_work/environment/climate/pub\\_outreach/story\\_mexico.html](http://www.usaid.gov/our_work/environment/climate/pub_outreach/story_mexico.html). Fecha de consulta: 23 de febrero, 2010.

**WCED, 1987.**

*Our Common Future. Report from the World Commission on Environment and Development.* New York: Oxford University Press.

---

## 2. Energías renovables y desarrollo económico sustentable

*Mtro. Francisco Torres,  
Dr. Omar Romero-Hernández  
y Dr. Sergio Romero-Hernández*

En la actualidad, el mundo afronta grandes retos inéditos: cómo garantizar un crecimiento económico sostenido, mejorar las condiciones sociales de la población y, al mismo tiempo, proteger los recursos naturales y mejorar el medio ambiente. Lamentablemente, la evidencia científica indica que no estamos haciendo lo suficiente y que los efectos adversos derivados de fenómenos como el calentamiento global pronto representarán un costo mayor que el de las acciones requeridas para evitarlo.

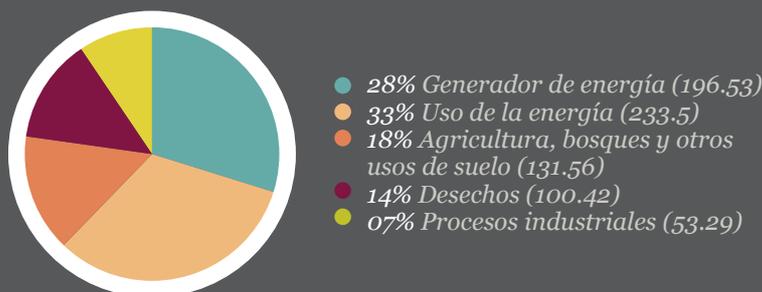
A lo largo de las últimas décadas, el desarrollo económico del mundo se ha vinculado al progreso de varios sectores, entre los que destaca el energético. Tradicionalmente, los combustibles fósiles han sido la principal fuente de energía, lo cual se explica, principalmente, por la riqueza petrolera de varias regiones y por el amplio espectro de necesidades que puede cubrir. Así se transitó de una época de abundancia energética en los años sesenta a períodos de crisis internacionales en los precios del crudo. Como resultado, los países consumidores, frente a los altos costos del petróleo y a una dependencia casi total de este energético, modificaron sus costumbres y buscaron opciones para reducir su dependencia de fuentes no renovables.

A pesar de las modificaciones en los hábitos de consumo energético y de la crisis económica mundial, el apetito por la energía continúa; para el año 2050, la demanda mundial de energía tendrá un valor equivalente al doble del de la demanda actual. Para esa fecha, la población mundial habrá

aumentado de 6 mil 500 millones a 9 mil millones de habitantes. Más aún, países como México, China, India y Brasil integrarán a millones de habitantes a una economía moderna y con un estilo de vida que demandará más energía per cápita.

Los estudios de prospectiva energética elaborados por organismos internacionales como la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) y el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, entre otros, muestran que, en las próximas décadas, los combustibles fósiles seguirán siendo la fuente dominante de energía. Sin embargo, cada día se agotan los suministros fácilmente accesibles y económicamente factibles.

Aunado a lo anterior, el sector energético tiene repercusiones importantes en el estado del medio ambiente. Este sector representa una fuente importante de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), lo cual implica un aumento en la concentración atmosférica y sus consecuentes efectos sobre uno de los principales problemas ambientales del planeta: el cambio climático. El papel de este sector en México tiene muchas similitudes con lo que ocurre en la escena internacional pues, alrededor del 60% de las fuentes de emisión de GEI, está relacionado con la generación y uso de la energía (Figura 2.1).



**Figura 2.1**

Principales fuentes de emisión de GEI reportadas para el año 2006 en MtCO<sub>2</sub>e. Elaborada con datos preliminares del INEGI.

Fuente: Programa Especial de Cambio Climático 2009-2012.

El tema del cambio climático, sus efectos y sus consecuencias, forma parte de la agenda internacional, respaldada por cientos de estudios y documentos elaborados por las Naciones Unidas (Panel Intergubernamental de Cambio Climático), gobiernos, organizaciones no gubernamentales, empresas privadas y universidades, entre otros. La evidencia es contundente, ya que el cambio climático es una amenaza global seria y requiere una respuesta global.

Sólo por mencionar algunos de los efectos del cambio climático antropogénico, es posible citar fenómenos meteorológicos extremos, como sequías o lluvias torrenciales. El resultado: reducción de la producción de alimentos, peligrosas inundaciones, la caída de la productividad de las actividades agropecuarias, mayor frecuencia de incendios forestales y daños serios a las infraestructuras costeras, como puertos y bahías, a causa de una elevación inusitada del nivel del mar. En cuanto al entorno económico y social se pueden contar: afectaciones más o menos graves al intercambio comercial y al turismo, y perturbaciones graves a la salud debidas, por ejemplo, a los llamados “golpes de calor”, así como a la transmisión de enfermedades por vectores (Galindo, 2008).

Las conclusiones de los modelos económicos elaborados con el auspicio del gobierno del Reino Unido indican que, si no actuamos, los costos y riesgos del cambio climático equivaldrían a perder un 5% del Producto Interno Bruto (PIB) cada año. Más aún, si se considera un rango más amplio de riesgos e impactos dentro de la evaluación, entonces podrían aumentar a un 20% del PIB mundial (Stern, 2007). Por su parte, los costos de actuar—reducir las emisiones de GEI para evitar los peores impactos del cambio climático—podrán ubicarse en un 1% del PIB cada año. La inversión que se lleve a cabo en los próximos 10 o 20 años tendrá un profundo impacto en el clima de la segunda mitad de nuestro siglo y en el siglo siguiente.

En el caso de México, los resultados son similares a los de estudios internacionales. El gobierno reconoció que una de las principales conclusiones de los estudios que ha encomendado sobre cambio climático es alentadora y encierra una profunda lección para las políticas públicas. Y es que los costos de una acción eficaz y eficiente para combatir el cambio climático no deseado y mitigar sus efectos son muy inferiores a los daños económicos que se podrían evitar, en tanto que las oportunidades de crecimiento y desarrollo que se pueden conseguir son infinitas.

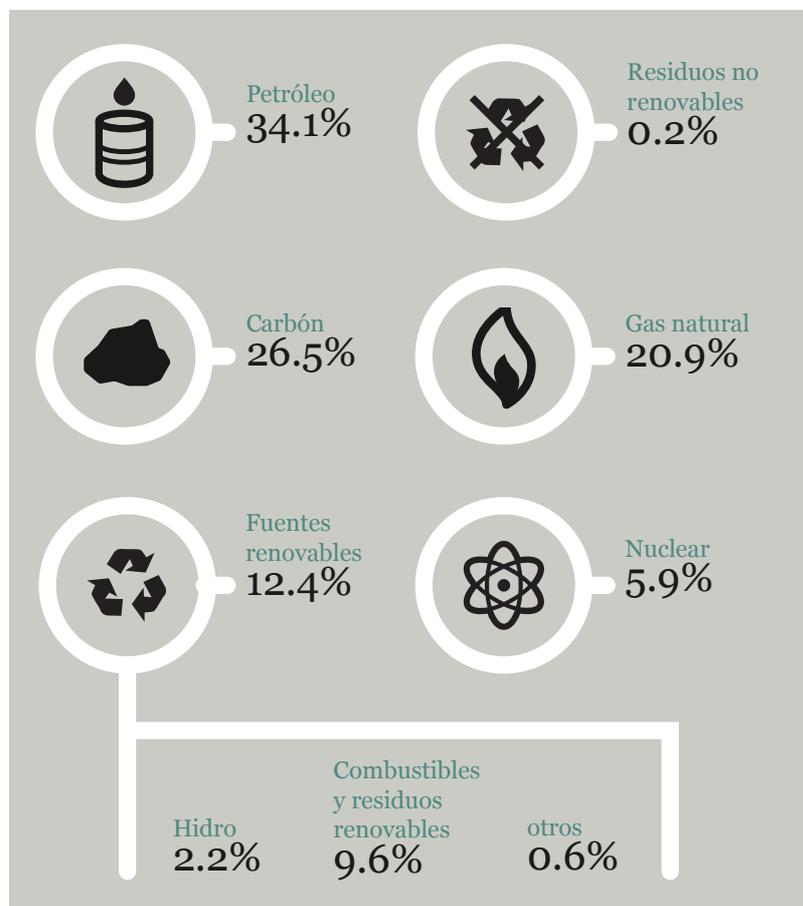
Definitivamente, actuar con decisión y oportunamente en esta materia es una excelente inversión pública. Por fortuna, el abanico de posibilidades para contribuir con el crecimiento económico y para disminuir las emisiones de GEI es muy amplio.

En este capítulo, centramos los esfuerzos en entender el panorama internacional y nacional de los proyectos de producción de energía a partir de fuentes renovables, así como de los proyectos de eficiencia energética.

## 2.1

# Panorama internacional

La IEA es una de las principales instancias internacionales en cuanto a cooperación energética se refiere y una fuente confiable sobre estadísticas del sector energético. Esta agencia informó que, en el año 2007, el Suministro Total de Energía Primaria (TPES, por sus siglas en inglés) fue de 12 026 Mtoe (Figura 2.2), de los cuales 12.4% –1492 Mtoe– se produjo a partir de fuentes renovables de energía. La Figura 2.2 muestra también que los combustibles fósiles siguen siendo la principal fuente de energía, con más del 80% del total. Por último, la energía nuclear se ubica en 5.9% del total mundial (IEA, 2009).



**Figura 2.2**

Distribución de la oferta de energía primaria mundial en el año 2007 a partir de distintas fuentes (total 12 026 Mtoe).

Fuente: IEA, 2009. Los porcentajes parciales han sido redondeados.

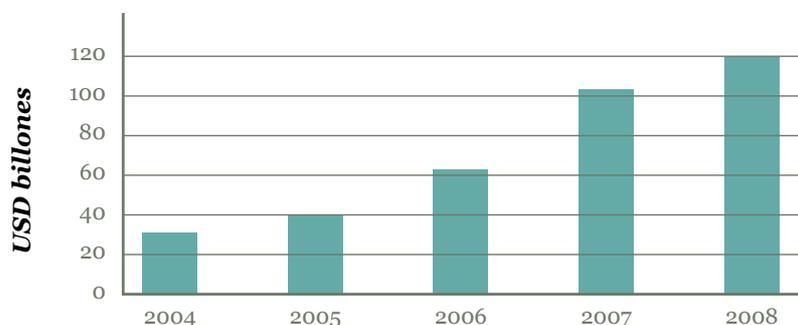
Otros \*: geotérmica, solar, eólica, maremotriz.

Toe: se define como tonelada equivalente de petróleo (tonne of oil equivalent). Esta unidad es equivalente a 107 kcal (41.868 GJ).

El informe REN21, elaborado por un comité de expertos internacionales con la colaboración de varios investigadores en diversos países, es una de las referencias internacionales acerca del estado de las energías renovables en el mundo. Los principales resultados de este informe indican que, a pesar de la importante disminución en la actividad económica mundial, las inversiones en energías renovables han mantenido su crecimiento (Figura 2.3).

En respuesta a la crisis económica, algunos países otorgaron estímulos para la creación de empleos verdes, originados por las necesidades de generación a partir de fuentes renovables de energía. El principal incentivo es el que otorga el gobierno de Estados Unidos, el cual comprometió USD\$150,000 millones para los siguientes 10 años. La iniciativa privada también ha desempeñado un papel preponderante; para agosto de 2008, al menos 160 empresas públicas relacionadas con las energías renovables tenían un valor de mercado de USD\$100 millones o más.

**Figura 2.3**  
Inversión mundial en proyectos de energía renovable.  
Elaboración propia con información de REN21 ,2009.



La capacidad mundial de generación de energía a partir de fuentes renovables (excepto la hidráulica) alcanzó la cifra de 280 000 MW en el año 2008, 16% por encima de los 240 000 MW reportados en el año 2007. Este incremento en la capacidad de generación fue motivado, en gran parte, por dos preocupaciones: el cambio climático y la seguridad energética.

La agenda legislativa también ha demostrado interés en muchos países. Para el primer trimestre de 2009, un número considerable de gobiernos aprobó leyes en la materia, se comprometió a alcanzar niveles específicos de emisiones y emprendieron acciones para lograrlo. Específicamente, 64 países cuentan con políticas definidas para promover el aprovechamiento de fuentes renovables de energía.

La Tabla 2.1 presenta un resumen del desempeño de algunos indicadores relacionados con las fuentes de energía renovable en años recientes.

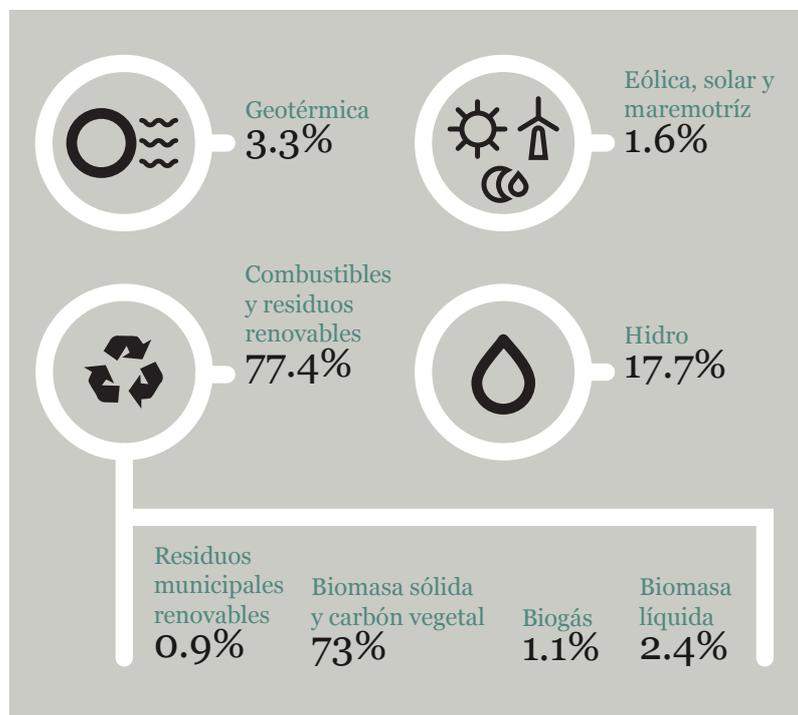
Indicadores de inversión en proyectos de energías renovables.

Indicador	2006	2007	2008	
Inversión global en energía renovable	63	104	120	Miles de millones USD
Capacidad de generación de ER (excepto hidro)	207	240	280	GW
Capacidad de generación de ER (incluye hidro)	1020	1070	1140	GW
Energía eólica: capacidad de generación	74	94	121	GW
Energía solar FV en red: capacidad de generación	5.1	7.5	13	GW
Energía solar térmica: capacidad de generación	105	126	145	GWth
Producción de etanol (anual)	39	50	67	Miles de millones (litros)
Producción de biodiesel (anual)	6	9	12	Miles de millones (litros)

**Tabla 2.1**  
Indicadores de inversión en proyectos de energías renovables.

Fuente: REN21, 2009.

Por su parte, la Figura 2.4 muestra que la contribución de las fuentes de energía renovable que aparecen con frecuencia en las noticias (solar, eólica y maremotriz) es marginal. Ésta sólo representa alrededor del 0.02% del suministro total de energía primaria (aproximadamente 24 Mtoe), equivalente al 1.6% del total de fuentes de energía renovable. Las dos principales fuentes de energía renovable en el mundo son la hidráulica (17.7%) y los combustibles y residuos renovables, que ascienden a 77.4% del total de las fuentes renovables (residuos, biomasa y biogás).



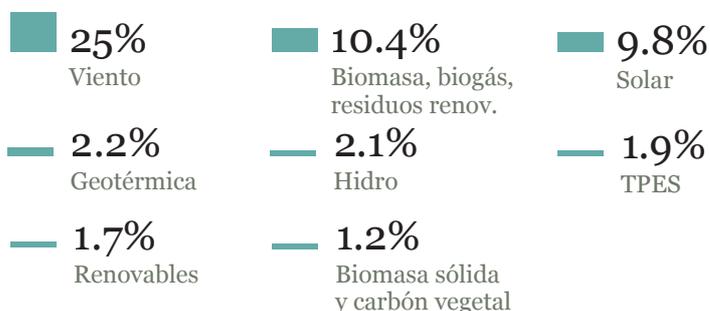
**Figura 2.4**  
Distribución de la oferta de energía primaria mundial a partir de fuentes de energía renovable en el año 2007 (total 1492 Mtoe).

Fuente: IEA, 2009. Los porcentajes parciales han sido redondeados.

Así, la tasa de crecimiento anual de la oferta de energía a partir de fuentes de energía renovable para el período 1990-2007 fue de 1.7%; lo cual es alentador, a pesar de ser menor que la tasa de oferta de energía primaria mundial para el mismo período (1.9%).

Los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) representan la mayor parte de la producción y crecimiento en sistemas de aprovechamiento de energía solar y eólica. El incremento en la producción de energía a partir de fuentes renovables ha sido especialmente alto para la energía eólica, con una tasa anual promedio de 25%. La segunda tasa de crecimiento más alta fue la del aprovechamiento de residuos municipales renovables, biogás y biomasa líquida. Este segmento combinado creció a un promedio de 10.4% anual en el período 1990-2007. El aprovechamiento de la energía solar, mediante sistemas fotovoltaicos y solares térmicos, experimentó un crecimiento de 9.8% anual en el mismo período. Finalmente, la tasa de crecimiento anual en el aprovechamiento de sistemas hidroeléctricos es de 0.4% en los países de la OCDE y de 3.7% en los demás países.

Tasa de crecimiento anual promedio en el período 1990-2007 para algunas fuentes renovables de energía.



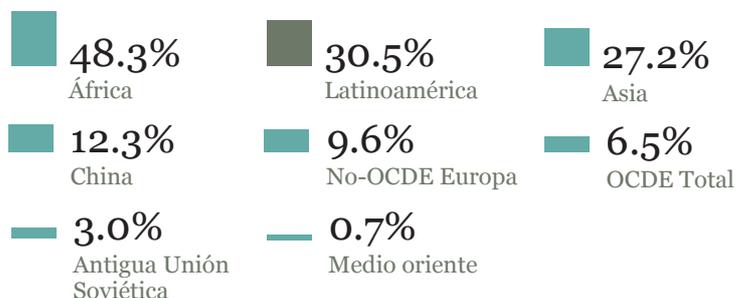
**Figura 2.5**  
Tasa de crecimiento anual promedio en el período 1990-2007 para algunas fuentes renovables de energía.

Fuente: IEA, 2009.

Cabe destacar el papel que desempeñan las fuentes de energía renovable en los países en vías en desarrollo. En los no miembros de la OCDE, el uso no comercial de la biomasa, aunado a la utilización de otras fuentes renovables, ubica al bloque como responsable del 76% del suministro total de energía a partir de fuentes renovables. Por otro lado, quienes sí forman parte de la OCDE suministran el restante 24%, a pesar de que, al mismo tiempo, son responsables del 45.7% del TPES.

La Figura 2.6 muestra que los países de la OCDE suministran 6.5% de su energía primaria a partir de fuentes renovables. Por su parte, el promedio de los países de Latinoamérica es de 30.5%, aunque, nuevamente, la mayor parte de este porcentaje lo representan la biomasa y la hidroelectricidad. El papel de las “nuevas” fuentes de energía renovable, como la solar, la eólica o la maremotriz, todavía es incipiente en los países que no forman parte de la OCDE, mientras que en los países desarrollados llega a ser del 68.8%.

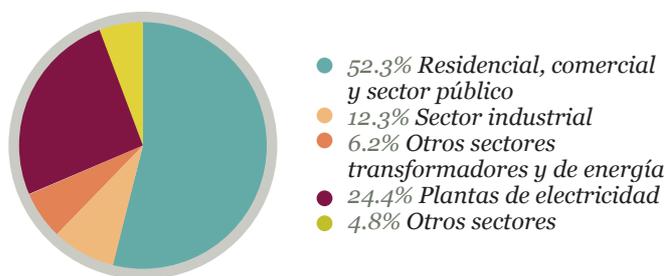
Tasa de crecimiento anual promedio en el período 1990-2007 para algunas fuentes renovables de energía.



**Figura 2.6**  
Tasa de crecimiento anual promedio en el período 1990-2007 para algunas fuentes renovables de energía.

Fuente: IEA, 2009.

La utilización del suministro de energía primaria tiene perfiles distintos al comparar a los miembros de la OCDE con el resto de los países. El principal uso de la energía primaria en los integrantes de la OCDE es para generar electricidad. Por su parte, los países en desarrollo utilizan una proporción significativa de la energía primaria para cubrir sus necesidades de manera directa y sin necesidad de transformarla previamente en energía eléctrica. Lo anterior es una consecuencia del amplio uso que tiene la biomasa en los hogares de los países en vías de desarrollo. De hecho, solamente el 24.4% de la energía renovable suministrada en el mundo se usa para producir electricidad, mientras que 52.3% se utiliza para consumo residencial, comercial y en el sector público.



**Figura 2.7**  
Fuente: IEA, 2009.

Las fuentes de energía renovable, en conjunto, representan el tercer principal contribuyente para la producción de electricidad en el mundo (Figura 2.8). Su participación ascendió a 17.9% de la generación mundial de electricidad en el año 2007, después del carbón (41.6%) y del biogás (20.9%).



**Figura 2.8**  
Participación de diversos combustibles empleados para la generación de electricidad en el mundo.

Fuente: IEA, 2009.  
Otros\*: solar, geotérmica y eólica.

---

La generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovable tuvo una tasa de crecimiento anual promedio de 2.6% para el período 1990-2007 –significativamente inferior a la tasa de crecimiento promedio en la generación mundial de electricidad para el mismo período (3.1%)–.

## 2.2

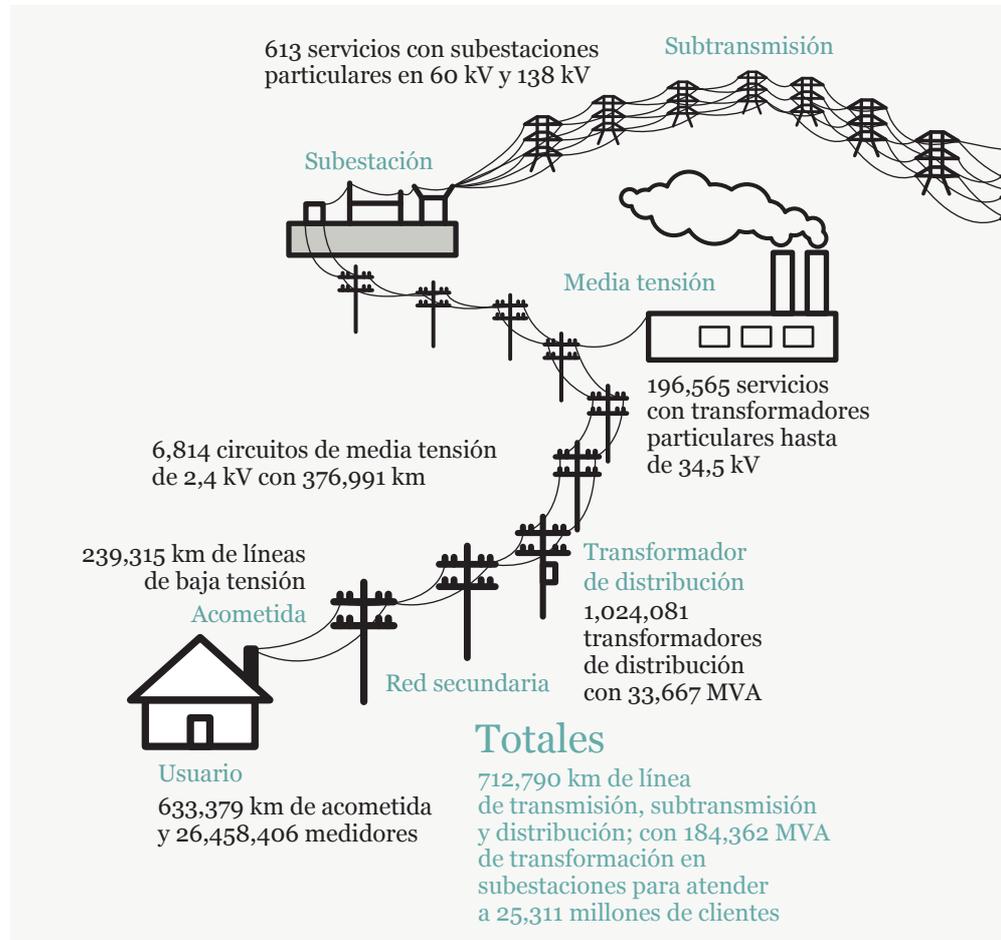
### Panorama nacional

El sector energético es una de las actividades económicas más importantes en México, con un valor aproximado del 3% del Producto Interno Bruto (PIB). Las reservas probadas de petróleo en México lo ubican en el noveno lugar mundial y en el cuarto lugar en términos de reservas de gas natural. Las dos principales empresas energéticas del estado mexicano ocupan también sitios importantes, ya que PEMEX es el séptimo lugar mundial en términos de producción de petróleo crudo, en tanto que la Comisión Federal de Electricidad (CFE) ocupa el sexto lugar entre las empresas generadoras de energía eléctrica más grandes del mundo.

El sector eléctrico ha sido uno de los principales contribuyentes a la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI), debido a que depende, en gran parte, de los combustibles fósiles (combustóleo, que proviene del petróleo crudo, carbón y gas natural). A continuación se presenta un breve panorama del sector eléctrico mexicano. Esto permitirá poner en contexto las iniciativas de adopción de fuentes de energía renovable y de programas para aumentar la eficiencia energética y disminuir la intensidad en el uso de energía con alto contenido de carbono.

#### 2.2.1 El sistema eléctrico mexicano

El sistema eléctrico mexicano, operado de forma exclusiva por la CFE a partir del decreto presidencial del 10 de octubre de 2009, provee su servicio al 97.3% de la población total, aproximadamente (CFE, 2009). El ciclo que da vida al sistema eléctrico nacional consiste en: generación de electricidad, transformación en subestaciones elevadoras de voltaje, transmisión en líneas de muy alto voltaje (161 a 400 kV), una transformación (reductora) para seguir repartiendo el insumo eléctrico en líneas que trabajan a voltajes de subtransmisión (69 a 138 kV), transformación para disminuir el voltaje a niveles de distribución (2.4 a 35 kV), y, por último, la distribución,

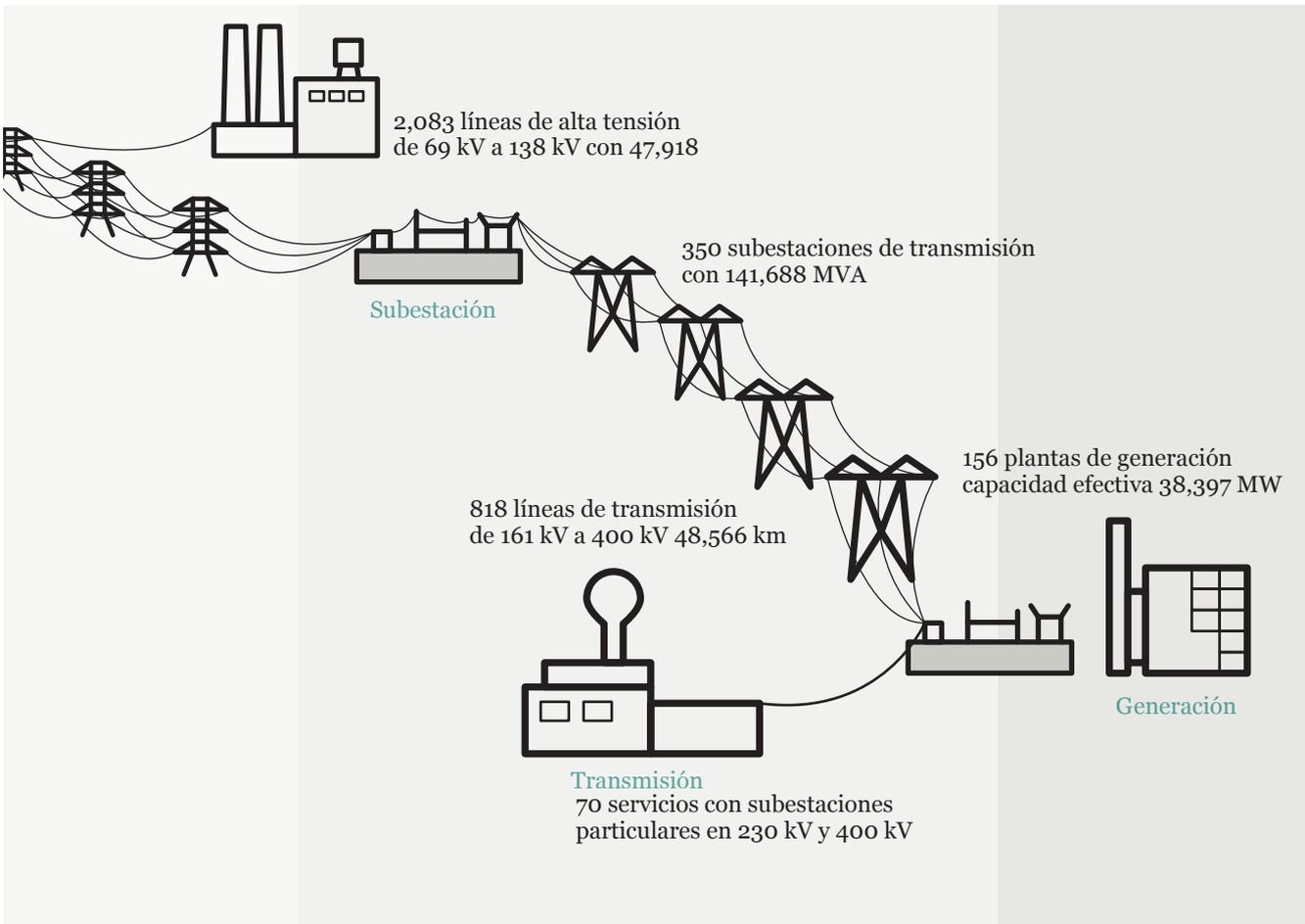


**Figura 2.9**  
Sistema Eléctrico Nacional.

Fuente: CFE, 2009.

en la llamada red secundaria, a clientes industriales que tienen sus propias subestaciones y a los transformadores que alimentan al sector residencial. Este ciclo se puede apreciar en la Figura 2.9.

Al observar que existen, al menos, cuatro etapas de transformación del voltaje surge la pregunta: ¿Por qué se requiere cada una de ellas? Simple: porque es necesario hacer llegar el insumo eléctrico a todo el país. La red de transmisión-distribución se puede explicar de forma análoga al sistema circulatorio del ser humano; es decir, se requiere de grandes arterias que transporten flujos sustanciales de sangre hacia todo el cuerpo que terminan en los pequeños vasos capilares. Así, las líneas de transmisión



distribuyen grandes flujos de electricidad de alto voltaje, formando una red que cubre todo el país.

En la Figura 2.10, es posible apreciar que hay extensas regiones entre las líneas de transmisión. Las redes de subtransmisión y de distribución proveen de electricidad a todas las localidades.

Es importante señalar que la infraestructura civil relacionada con las líneas de transmisión-distribución va disminuyendo en complejidad mientras menor es el voltaje que se transmite. Al cierre de 2007, la red de la CFE contaba con cerca de 720,000 kilómetros de líneas de diferentes voltajes.

# Regiones

Noroeste	Occidental	Peninsular
1. Hermosillo	21. Tepic	39. Lerma
2. Nacozari	22. Guadalajara	40. Mérida
3. Obregón	23. Aguascalientes	41. Cancún
4. Los Mochis	24. San Luis Potosí	42. Chetumal
5. Culiacán	25. Salamanca	<b>Baja California</b>
6. Mazatlán	26. Manzanillo	43. USA
<b>Norte</b>	27. Oaxaca	44. Tijuana
7. Juárez	28. Lázaro Cárdenas	45. Ensenada
8. Moctezuma	29. Querétaro	46. Mexicali
9. Chihuahua	<b>Central</b>	47. San Luis Río Colorado
10. Durango	30. Central CFE	<b>Baja California Sur</b>
11. Laguna	<b>Oriental</b>	48. Villa Constitución
<b>Noreste</b>	31. Veracruz	49. La Paz
12. Río Escondido	32. Poza Rica	50. Los Cabos
13. Nuevo Laredo	33. Puebla	
14. Reynosa	34. Acapulco	
15. Matamoros	35. Temascal	
16. Monterrey	36. Coatzacoalcos	
17. Saltillo	37. Tabasco	
18. Valles	38. Grijalva	
19. Huasteca		
20. Tamazunchale		

**Figura 2.10**  
Capacidad de transmisión  
entre regiones.

Fuente: CFE, 2009.

Otra etapa fundamental en el esquema eléctrico nacional es la generación. Para marzo de 2009, poco más del 73% de la capacidad instalada de 51 MW dependía de combustibles fósiles, con plantas basadas en la combustión de petróleo o de sus derivados, incluidas turbinas de combustión y termoeléctricas convencionales. Éstas conforman aproximadamente el 26% de la capacidad instalada. Las plantas de energía basadas en gas natural como fuente de energía primaria representan cerca del 43% de la generación, lo cual es cercano al 35% de generación que se deriva de otras plantas termoeléctricas. La generación hidroeléctrica representó el 16% del total de la energía suministrada al sistema eléctrico nacional.



La Tabla 2.2 presenta un desglose más amplio, en el que se puede apreciar que los porcentajes de capacidad y los de generación no se corresponden directamente debido a diversos factores, como disponibilidad, selección de la canasta para la generación base, entre otros. Los productores independientes utilizan normalmente gas natural como insumo para plantas de ciclo combinado.

Capacidad y generación por tipo de energía.

	Capacidad (MW)	Generación (GWh)
Hidroeléctrica	22.20%	15.94%
Termoeléctrica	45.57%	35.12%
Productores independientes*	22.42%	33.94%
Carboeléctrica	5.09%	9.16%
Nucleoeléctrica	2.67%	2.59%
Geotermoeléctrica	1.89%	3.13%
Eoloeléctrica	0.17%	0.12%
<b>Total</b>	<b>51,105</b>	<b>236,951</b>

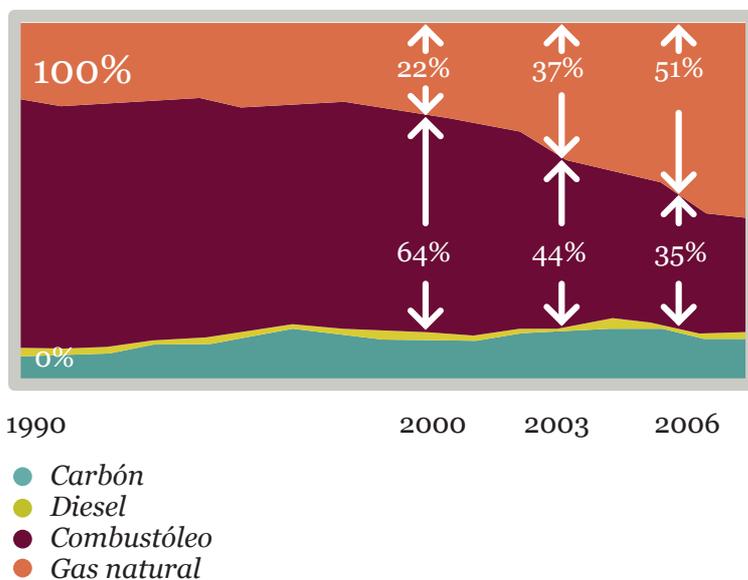
**Tabla 2.2**  
Capacidad y generación por tipo de energía.

Fuente: SENER, 2008.

\*21 PIE, energético primario: gas natural.

En la Tabla anterior se puede apreciar que más del 78% de la energía eléctrica se produjo a partir de la quema de combustibles fósiles. Al comparar el porcentaje de capacidad instalada con el de la generación bruta anual, es posible ver que la estrategia de generación de energía de la CFE maximiza el factor de utilización de los productores independientes (con plantas de ciclo combinado), de las dos carboeléctricas y de la generación por medios geotermoeléctricos. Asimismo, es apreciable que la instalación nucleoeléctrica en Laguna Verde operó, en promedio, al 97% de su capacidad durante todo el año 2008.

Probablemente, el factor de desarrollo más importante en el sector eléctrico mexicano será el cambio en la composición de la mezcla de combustibles, que se traducirá en una mayor dependencia del gas natural y de fuentes alternas para la generación de energía. Lo anterior invita a hacer una reflexión fuera del alcance de este capítulo, pero no por ello menos importante: la macrogeneración eléctrica que utiliza plantas termonucleares tiene muchas ventajas operacionales que ya fueron probadas en el sector eléctrico.



**Figura 2.11**  
Modificación en el patrón de consumo de combustibles fósiles para la generación eléctrica.

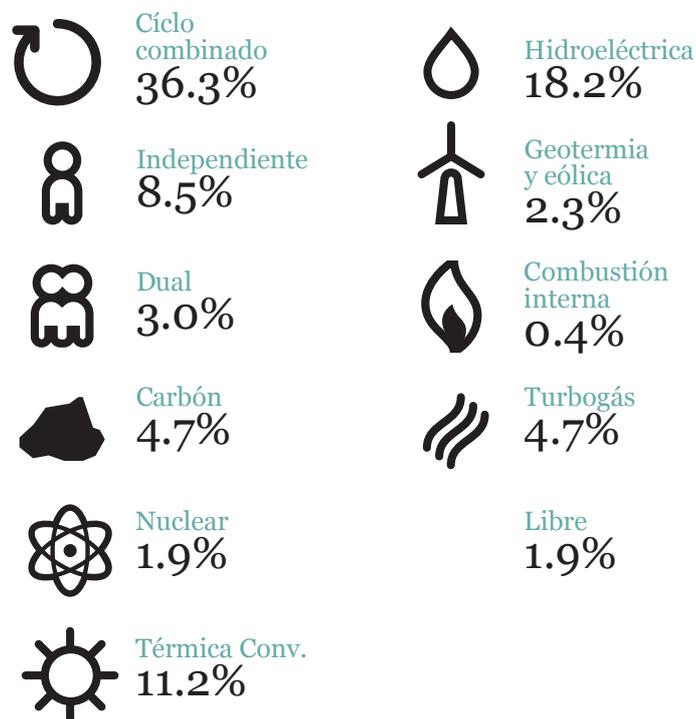
Fuente: Programa de Energía y Medio Ambiente 2002-2003 "Hacia un Desarrollo Sustentable", 29 de julio, 2003.

En la Figura anterior se puede apreciar cómo la modificación en el patrón de consumo de combustibles fósiles para la generación eléctrica tiene como base la necesidad de reducir la emisión de GEI que resulta de esa generación. Se disminuyó sustancialmente la quema de combustóleo y para dar preferencia al uso de gas natural como energético primario. El incremento en el uso de carbón como combustible es, en buena medida, consecuencia de la adaptación de la termoeléctrica Presidente Plutarco Elías Calles (Petacalco), en La Unión, Guerrero.

La CFE toma en cuenta constantemente los anteriores factores, a través del Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE). El POISE refleja el resultado de diversos estudios coordinados, y busca una planificación integral del sistema eléctrico del país. En él se incluye un programa de expansión para dar a conocer la magnitud y la ubicación regional de la capacidad adicional de generación, transmisión y transformación que requiere el Sistema Eléctrico Nacional, con el fin de satisfacer la demanda del servicio público de energía eléctrica en los próximos años.

En la siguiente Figura se aprecia el plan que se propone para el año 2014. Ahí se observa un incremento sustancial en la capacidad requerida; la mayor parte de ésta será suministrada por plantas de ciclo combinado y por grandes proyectos hidroeléctricos, geotermoeléctricos y eolieléctricos.

## Diciembre 2014: 70,241 MW



**Figura 2.12**  
POISE al año 2014.

Fuente: CFE, 2005.

La IEA estima que, para 2020, México incrementará su utilización de gas natural en poco más de cinco veces, hasta llegar a un 44% del total generado. México ha visto un rápido crecimiento en la importación de gas (desde Estados Unidos) equivalente, en 2006, a aproximadamente 20% del total de gas que se utiliza en el país.

Por otra parte, se estima que un porcentaje de la capacidad instalada de la CFE se está volviendo obsoleto y deberá ser reemplazado en el corto plazo, lo cual generará una mayor necesidad de importar energía. La capacidad total de las plantas instaladas a marzo de 2009 en el sector público es de 51 105 MW, sin incluir la capacidad de cogeneradores y autoabastecedores de energía eléctrica. Por ejemplo, en cuanto al biogás y de acuerdo con datos de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), para enero de 2009 se habían otorgado dos permisos con el esquema de autogeneración y uno con el esquema de cogeneración para la obtención de energía a partir

---

de este recurso. Estos tres permisos, una vez que estén funcionando al máximo de su capacidad, representarán poco más de 23 MW –esto es, aproximadamente, 0.05% de la capacidad nacional del sector público–.

Es un hecho que, a pesar de las recientes reformas al sector energético en México, del posible aprovechamiento de las reservas probadas (compuestas de la siguiente manera: 33% probadas, 34% posibles y 33% probables, por un total de 44 mil 482 millones de barriles equivalentes de crudo en diciembre de 2007) y de la confirmación de la existencia de reservas estimadas, el agotamiento de los combustibles de origen fósil será una realidad en el mediano plazo. Por ello, el uso de energías alternativas es cada día más importante.

Debe señalarse que, durante la década de los noventa, las emisiones de bióxido de carbono a la atmósfera se estabilizaron debido a que no hubo grandes variaciones en la mezcla de combustibles que utilizaba la CFE. A partir del año 2000, se observó una disminución con la sustitución paulatina del combustóleo por gas natural, al iniciar las operaciones de las plantas de generación de ciclo combinado. Estas plantas, además de tener una eficiencia significativamente mayor que las termoeléctricas tradicionales, utilizan un combustible con menor índice de carbono –gas natural– que el combustóleo que se utiliza tradicionalmente. Además, esta disminución en la emisión de GEI va acompañada de una menor emisión de contaminantes que afectan la calidad del aire, como el bióxido de azufre y las partículas suspendidas, que tienen un impacto significativo en la salud de los mexicanos y en la economía.

De acuerdo con Enerdata (2009), en el año 2000, la intensidad de CO<sub>2</sub> en México fue 20% inferior al promedio mundial. La intensidad de CO<sub>2</sub> de la industria fue 18% inferior al promedio mundial, mientras que la intensidad de CO<sub>2</sub> del transporte fue 10% superior al promedio y 16% superior para la agricultura. Aunque la biomasa aportó el 8.7% del consumo de energía en la industria a escala mundial, en el caso de México fue tan sólo del 3.8%.

México debe establecer una estrategia de bajo carbono más agresiva para el mediano y largo plazos e incorporar tecnologías de punta, en la medida en que se vayan comercializando. Por el momento, existen algunas estrategias como las que establece el Programa Especial de Cambio Climático (PECC, SEMARNAT, 2009). Éste considera, entre otros puntos, el incremento en la participación de las energías renovables para alcanzar un 49% de la generación sobre esta base en 2030, así como para triplicar la generación de energía nuclear.

En el rubro del transporte, el programa identifica diversas oportunidades que reducirían la cantidad de carbón utilizado, a través del uso de biocombustibles de segunda generación. Asimismo, considera la promoción de una mejora en la eficiencia del transporte público con la sustitución del parque vehicular existente.

En el tema de la eficiencia energética, el PECC propone un incremento sustancial en la eficiencia de la transmisión de energía eléctrica con el concepto de sistemas de redes inteligentes. De igual manera, pugna por una mejora en la eficiencia energética por parte de las industrias más intensivas en energía a través del aprovechamiento de diversas oportunidades en los procesos, métodos de operación y sustitución de equipos ineficientes. Dedicar también especial atención al inteligente consumo de energía en edificios mediante el uso de iluminación más eficiente y la sustitución de equipos y aparatos electrónicos en general. También propone soluciones novedosas en las diversas aplicaciones térmicas, incluidos el aislamiento, el acondicionamiento de aire y el calentamiento de agua.

El aprovechamiento de las fuentes de energía renovable en México también ha aumentado, debido, entre otros factores, a la disponibilidad de fuentes renovables de energía que existen en el país y que ofrecen un gran potencial para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica o para otras aplicaciones.

Entre otros factores, citaremos los siguientes:

- Altos niveles de insolación en grandes extensiones del país.
- Alto potencial para aprovechar la instalación de plantas minihidráulicas.
- Campos geotérmicos de alta y baja entalpía con potencial de desarrollo.
- Zonas con constante y alta intensidad de vientos.
- Grandes volúmenes de esquilmos agrícolas.
- Necesidad de disponer de los desperdicios orgánicos en las ciudades y en el campo de manera sustentable.
- Áreas con potencial para cultivos alternos propios para biocombustibles.

La seguridad energética sigue siendo un aspecto prioritario en México y continuará siéndolo en la medida en que sus recursos petroleros disminuyan. Así pues, el aprovechamiento de las fuentes de energía renovable representa una alternativa para reducir la dependencia de México de los combustibles fósiles y fortalecer la seguridad energética.

Existen, además, otras ventajas importantes detrás de la adopción y promoción de las fuentes de energía renovable. En el ámbito social, éstas permiten proporcionar energía eléctrica a comunidades rurales donde no ha llegado la red eléctrica y ofrecen una mejor calidad de vida y un desarrollo social más justo. También es importante destacar que la infraestructura asociada a las fuentes de energía renovable debe instalarse comúnmente en regiones con baja actividad económica. Así, en la medida en que más comunidades participen en las actividades de instalación, mantenimiento y operación de estos equipos, se obtendrán nuevas fuentes de empleo y bienestar.

El empleo de fuentes de energía renovable implica: una reducción en las emisiones de GEI, una disminución en la extracción de recursos fósiles, la conservación de recursos naturales y la preservación de una mayor extensión de áreas verdes, así como una mejor calidad del aire.

El potencial y la capacidad de México respecto al aprovechamiento de recursos renovables lo ubican como una región envidiable y, a su vez, como un país de enormes compromisos y oportunidades. En cuanto a su capacidad, cabe mencionar que con la construcción de la hidroeléctrica de El Cajón, México cuenta con más de 12,960 MW de capacidad instalada de generación eléctrica con base en energías renovables, es decir, 23% de la capacidad instalada en el país. Actualmente, 19% de la energía generada para el servicio público se produce a partir de energías renovables.

#### Capacidad instalada (MW) de generación eléctrica con fuentes renovables de energía.

Fuente renovable de energía	CFE	Autobasto	Fuera red
Hidráulica	1093	—	—
Minihidráulica	36	10	—
Geotérmica	96	—	—
Biomasa	—	47	—
Biogás	—	2	—
Solar	—	—	1
Eólica	8	16	—
<b>Total</b>	<b>1234</b>	<b>76</b>	<b>1</b>

**Tabla 2.3**  
Capacidad instalada (MW) de generación eléctrica con fuentes renovables de energía.

Fuente: CRE, 2009.

A la fecha, se encuentran en operación 68 permisos con una capacidad instalada de 764 MW. La mayor parte de los permisos en desarrollo, en términos de capacidad, se basan en energía eólica y tienen alta probabilidad de entrar en operación. La CRE ha autorizado a 90 permisionarios la instalación de 2,428 MW de capacidad basada en energías renovables para autoabastecerse de energía eléctrica.

El potencial, las barreras y las oportunidades asociadas a cada una de las fuentes de energía renovable se explican de manera independiente en los siguientes capítulos de este libro.

## 2.3

### Eficiencia en el uso de la energía

Durante años hubo una amplia disponibilidad de combustibles fósiles de bajo costo y, como consecuencia, los esfuerzos por mejorar la eficiencia energética no fueron tan grandes como se hubiese esperado. Sin embargo a medida que la oferta de combustibles fósiles de bajo precio fue disminuyendo, el impacto en los costos de los combustibles obligó a diversos consumidores a realizar cambios, tanto en equipos como en patrones de operación o de conducta, para fomentar el ahorro de energía.

Estos esfuerzos que, en alguna época, fueron responsabilidad exclusiva de los usuarios de la energía, recibieron apoyos gubernamentales. Se buscaba lograr una coordinación, con el soporte de grupos orientados a alcanzar la eficiencia energética, para promover la reducción en las emisiones de GEI, en particular la de bióxido de carbono, por concepto de la disminución en la demanda de energía. En ese sentido, se pretendía aprovechar al máximo la sinergia entre la eficiencia energética y las energías renovables: se pueden aplicar de manera simultánea para potenciarse mutuamente. Además, la mejora en la eficiencia energética facilita el que las energías renovables satisfagan una demanda reducida. Esto contribuye a la reducción de emisiones gracias a un financiamiento cruzado producto de la misma reducción.

Con frecuencia se sostiene que el potencial de la eficiencia energética en términos de reducción de la demanda es tan grande que podríamos garantizar un suministro adecuado de energía con las fuentes existentes. Por otra parte, existen argumentos acerca del potencial de las energías renovables que aseguran que podrían exceder al ahorro potencial por eficiencia ener-

---

gética. Sin embargo, tales afirmaciones son inexactas. La verdad es que ambas –eficiencia energética y energías renovables– aseguran de manera significativa un suministro energético sustentable de largo plazo, del mismo modo que existen sinergias que amplían su potencial cuando se incorporan de manera simultánea.

Así, en el corto plazo, las contribuciones a la eficiencia energética constituyen la opción más sencilla y rápida para acotar el uso de combustibles fósiles y evitar las emisiones de GEI a la atmósfera. Con frecuencia, es posible incrementar la eficiencia con cambios en la operación o con la sustitución parcial de equipos. Esto la convierte, al mismo tiempo, en la opción más económica de corto plazo. No obstante, dicha reducción del consumo de energía está limitada, por lo que un uso más intensivo de las energías renovables será un factor cada vez más importante, sin que esto signifique que, en el escenario previsible para los próximos 20 años, sea posible prescindir de los combustibles fósiles. Estos, de hecho, seguirán siendo las fuentes de energía dominantes.

La mejora en la eficiencia energética consiste en una disminución de la cantidad de energía que se utiliza para elaborar un producto, proporcionar un servicio o desarrollar cierta actividad. Si bien esta reducción se asocia, frecuentemente, con cambios tecnológicos, también es posible que sea el resultado de una mejor forma de operar y administrar los procesos e, incluso, de factores no técnicos. La eficiencia energética se traduce, generalmente, en una eficiencia económica que agrupa las mejoras técnicas, tecnológicas, económicas, administrativas y de conducta. Sin embargo, sólo se considera que la disminución en el consumo energético redundará en eficiencia energética cuando contribuye a la eficiencia global de la economía y cuando no se puede revertir con facilidad.

La mejora en la eficiencia energética en los diversos sectores –industrial, de servicios y residencial– tiene una gran relevancia, tanto por los ahorros directos que se traducen en menores costos, como por sus beneficios en materia de cambio climático. Aún cuando los esfuerzos en esta materia generan resultados con mayor celeridad se observa, durante los últimos 10 años, una caída en la tendencia que se aprecia en la mayoría de los países en términos de sus avances en eficiencia energética.

Otro aspecto importante para la eficiencia energética, tanto a escala global como para cada país, son los indicadores estadísticos de energía, confiables y con niveles de desagregación suficientes que permiten analizar

potenciales y tendencias, y hacer recomendaciones más puntuales y eficaces de mejora energética. En este sentido, muchos países, entre los que se incluye México, deben hacer un esfuerzo para desarrollar bases de información energética más amplias, sistematizadas y consistentes, que faciliten la disposición de datos más sólidos e indicadores homogéneos para generar análisis comparativos. Asimismo, deberán contar con sistemas de monitoreo que permitan dar seguimiento a los resultados de las medidas que se vayan adoptando.

Los indicadores de eficiencia energética que se utilizan internacionalmente son de tres tipos:

- **Indicadores macroeconómicos** globales, que relacionan aspectos macroeconómicos y conceptos de política de eficiencia energética; es decir, consideran la intensidad energética con respecto al producto interno bruto, de tal manera que las intensidades que utilizan para medir la eficiencia energética tienen un alto nivel de agregación.
- **Indicadores sectoriales**, que relacionan la evolución de la eficiencia energética con las mejoras instrumentadas en un sector, en términos de ahorro energético, utilizando razones técnico-económicas conocidas como consumos unitarios.
- **Indicadores comparativos** por país, que resaltan los logros alcanzados en eficiencia energética atribuibles a la aplicación de políticas y medidas adoptadas.

Cada vez son más los países que desarrollan programas nacionales de eficiencia energética con metas cuantitativas y esquemas de monitoreo anual. La atención internacional se centra, principalmente, en los sectores de generación de energía eléctrica, industria intensiva en energía, transporte, iluminación, equipos de oficina, electrodomésticos y edificios, así como en las actividades intersectoriales. Los esfuerzos se dirigen, en términos generales, a la identificación de grandes oportunidades de ahorro de energía con bajo costo, la detección de barreras a las mejoras energéticas y propuestas de solución.

En lo concerniente a las barreras que limitan el desarrollo de equipos y operaciones más eficientes, es necesario establecer políticas que incentiven la producción de equipos y electrodomésticos con estándares de eficiencia más estrictos. Estos equipos pueden tener costos netos mínimos gracias a los ahorros potenciales que se pueden alcanzar, así como a la adopción de políticas más agresivas que incluso tomen en consideración las externalidades asociadas.

---

Son diversas las políticas de eficiencia energética, entre las que destacan las referentes a:

- a) Las plantas de energía eléctrica, además de la incorporación de fuentes de energía renovable. A través de ellas se busca promover los esquemas de mayor eficiencia, como el ciclo combinado y la energía nuclear.
- b) La industria intensiva en energía. El objetivo es mejorar la información energética en las bases de datos, la sustitución de motores eléctricos por nuevos de alta eficiencia y la cogeneración, cuando ésta sea factible.
- c) El sector de transportes. La tendencia es establecer normas de eficiencia de combustible para vehículos ligeros, buscar economía de combustible en vehículos pesados, fomentar el uso de llantas de alta eficiencia y promover los hábitos y reglas de manejo eficiente.
- d) La iluminación. Se busca la instalación de lámparas más eficientes y la desaparición de focos incandescentes.
- e) Equipos de oficina. Se pretende establecer etiquetas de consumo energético obligatorias y dispositivos de baja potencia para equipos en red.
- f) El sector de electrodomésticos. Se requiere establecer etiquetas obligatorias de consumo energético, dispositivos de baja potencia para electrodomésticos con sensor de control remoto o modo *stand by*, así como el establecimiento de pruebas estándar de desempeño.
- g) Los edificios. Constituyen uno de los ámbitos con mayor potencial de ahorro energético y han sido objeto de diversas recomendaciones para mejorar la eficiencia energética, mediante las siguientes acciones: nuevos diseños y materiales de construcción para ventanas, el establecimiento de códigos específicos para la construcción de edificios nuevos, la construcción de edificios apegados a los conceptos de cero energía y casas de energía pasiva, paquetes para mejorar la eficiencia energética, así como esquemas de certificación, tanto para edificios nuevos como para los existentes.

Las políticas de eficiencia energética incluyen todas las intervenciones de un gobierno que buscan disminuir la cantidad de energía utilizada para producir una unidad de actividad económica en un país. Entre esas acciones de gobierno están: una asignación adecuada de precios, una estructura institucional capaz de promover y regular la eficiencia energética e incentivos económicos o fiscales para su instrumentación.

Sin embargo, se debe considerar que las medidas sobre los precios son, con frecuencia, insuficientes por sí solas para promover la eficiencia energética. Es necesario eliminar otras barreras y desarrollar una estructura de mercado que disponga de suficientes equipos y aparatos eficientes, una buena comunicación

hacia los consumidores acerca de las características que tienen –en particular, en lo referente a consumo de energía–, así como una oferta amplia de servicios técnicos, comerciales y financieros. Un elemento importante es el soporte de investigación y desarrollo para impulsar tecnologías eficientes en el consumo de energía que permitan acelerar la sustitución de equipos por otros más eficientes, con costos decrecientes. No obstante su importancia como elemento de promoción de la eficiencia energética, las políticas asociadas implican costos para los contribuyentes, por lo que su instrumentación debe ser cuidadosa.

Resulta evidente que, para que estas políticas y los esquemas de monitoreo sean sanos, los beneficios macroeconómicos que se consigan por su aplicación deben ser mayores que el costo que pagan los contribuyentes. Sin embargo, la evaluación no es trivial, ya que recopilar la información para evaluar los resultados de una política es, con frecuencia, un proceso complejo y afectado, usualmente, por externalidades. El impacto global será el resultado de la suma de todos los casos individuales que se tengan como resultado de la instrumentación de una política. Tanto el TAR (Third Assessment Report) como el AR4 (Assessment Report number 4) del Panel Internacional de Cambio Climático consignan estos conceptos.

Desde 1989, el gobierno federal de México lleva a cabo acciones muy diversas tendientes al ahorro y uso eficiente de la energía, así como para el aprovechamiento de las energías renovables en el país, con la participación de organismos, instituciones y asociaciones públicas y privadas. Tal es el caso del Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico (PAESE), de la empresa eléctrica nacional, CFE. En la Tabla 2.4, se señalan algunas de las acciones para promover la eficiencia energética en México.

No obstante, de acuerdo con Enerdata, la intensidad de energía primaria que tuvo México en 2007 fue 19% inferior al promedio mundial. Este promedio muestra una tendencia decreciente sostenida desde 1980, al reducirse 33% en el período, mientras que México tan sólo ha alcanzado una reducción del 5% en este indicador. Existen, sin embargo, diferencias importantes en términos de intensidad energética por sectores. Así, en el sector industrial, México consiguió un importante avance que se aprecia en una reducción del 33% en el período. Ello ubica a este indicador 14 puntos porcentuales por debajo del promedio mundial y que en el mismo período se redujo casi 50%. En cambio, en el sector del transporte, el indicador para México en 2007 se encontraba 10% arriba del valor que tenía en 1980 y 33% por encima del indicador mundial, mismo que disminuyó de manera sostenida en el período.

Panorama histórico de acciones enfocadas a promover la eficiencia energética en México.

Año	Acción
1989	Creación del FIPATERM
1989	Creación de la Conae
1990	Creación del Fide
1993	Formación del Comité de Normalización
1995	Publicación de la primera NOM
1996	Inicia el programa de incentivos Fide
1999	Inicia el programa en la APF-inmuebles
2000	Programa integral Pemex-Conae
2001	PROSENER incluye al ahorro de energía como objetivo
2002	Homologación de NOM's con EUA y Canadá
2005	Campaña Nacional de Uso Inteligente de Energía
2008	Promulgación de la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de Energía
2008	Creación de la CONUEE
2009	Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía

**Tabla 2.4**  
Panorama histórico de acciones enfocadas a promover la eficiencia energética en México.

Fuente: Elaboración propia con datos públicos.

Por otro lado, en el sector de la transformación, la eficiencia energética global se ubicó, en 2007, en 62.3% para México, contra un 67.4% mundial, en tanto que la eficiencia global de generación eléctrica alcanzó un 39% para México –ligeramente mejor que la eficiencia promedio mundial que fue 38.4%–. Este logro se vio afectado por las pérdidas observadas en transmisión y distribución de electricidad, que, de acuerdo con la misma publicación, llegaron en México a 15.1%, mientras que el valor observado como promedio mundial fue de 8.7%.

El Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012 (PND) asume la búsqueda del Desarrollo Humano Sustentable, entre cuyos objetivos se encuentra la reducción

de las emisiones de GEI. Entre las políticas de sustentabilidad energética que se establecen está la disminución de emisiones de GEI, con base en la Estrategia Nacional de Cambio Climático y en el Programa Especial de Cambio Climático. Asimismo, se fija una meta de eficiencia energética en el Programa Sectorial de Energía (SENER, 2008) que pretende alcanzar un ahorro de 16% en el consumo nacional de energía eléctrica.

La generación de una base de datos confiables y oportunos, que permita el análisis del desempeño del sector energético y que sirva de soporte para el diseño, formulación e implementación de las políticas públicas en materia energética, implica importantes retos. Por esta razón, se busca contar con indicadores de eficiencia energética con el mayor nivel de desagregación, con el objetivo de analizar el uso final de la energía en los distintos sectores. Con ello, será posible obtener resultados relevantes y completos con mejores parámetros de confiabilidad, rigor conceptual, oportunidad, comparabilidad y accesibilidad. También se pretende contar con mejores herramientas para la toma de decisiones, desarrollo, seguimiento y evaluación de políticas públicas relacionadas con la administración y distribución de los recursos energéticos en México.

Destaca también la creación de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE), en el marco de la Reforma Energética de 2008, tomando la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE) como punto de partida. La CONUEE se propone promover la eficiencia energética y constituirse como órgano de carácter técnico en materia de aprovechamiento sustentable de la energía, entendido como el uso óptimo de ésta en todos los procesos y actividades para su explotación, producción, transformación, distribución y consumo, incluida su eficiencia.

En cuanto al marco legal, la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (SENER, 2008) define como eficiencia energética al conjunto de acciones que lleven a una reducción económicamente viable de la cantidad de energía necesaria para satisfacer las necesidades energéticas de los servicios y bienes que requiere la sociedad, asegurando un nivel de calidad igual o superior y una disminución de los impactos ambientales negativos derivados de la generación, distribución y consumo de energía. En esta definición se incluye la sustitución de fuentes no renovables por fuentes renovables de energía. La Ley establece también la creación de dos programas –el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (que se encuentra aún en etapa de discusión, pero que debe incorporar temas como la investigación científica y tecnológica en la materia) y el Programa de Normalización

para la Eficiencia Energética-, dos estrategias –una para la modernización del transporte público y la otra para sustituir las lámparas incandescentes por lámparas fluorescentes en todo el país-. Además, propone la creación del Consejo Consultivo para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, con el que pretende evaluar el cumplimiento de las acciones y metas establecidas en el Programa. Dada la importancia de contar con un registro actualizado y confiable de la información sobre la generación y uso de la energía, esta Ley crea el Subsistema Nacional de Información sobre el Aprovechamiento de la Energía, con el objeto de contar con indicadores de eficiencia energética para el país, y así poder compararlos con los de otras naciones.

La normalización en la eficiencia energética ha demostrado ser, en los países que optaron por esta medida, una herramienta útil para promover

#### Impacto de las NOM de Eficiencia Energética en equipos en operación en 2007.

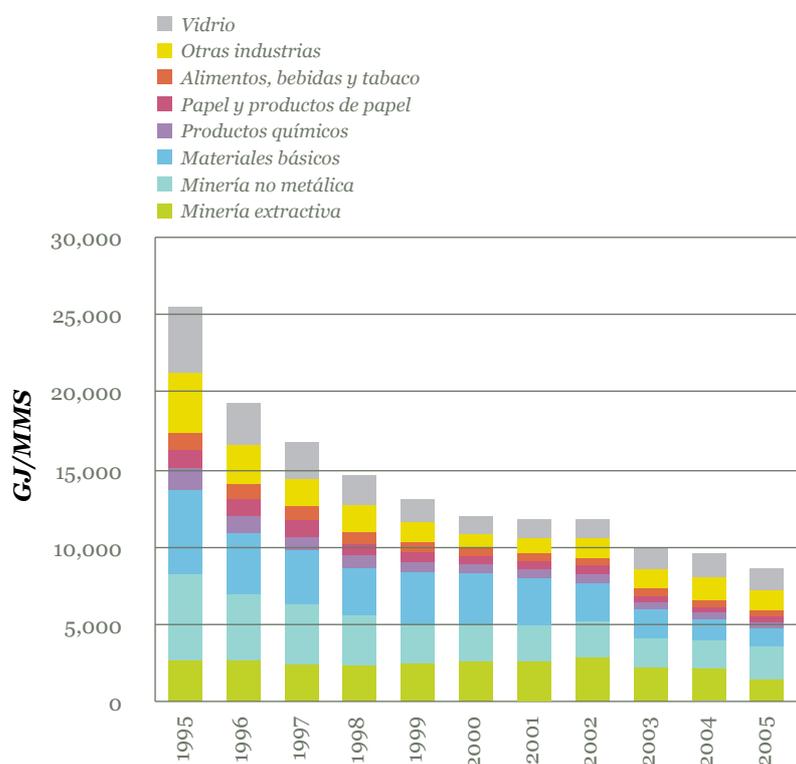
NOM	Objetivo	GWh/año	MW
001-ener	Bombas verticales	145	52
004-ener	Bombas centrífugas	34	125
005-ener	Lavadoras de ropa	647	0
006-ener	Sistemas de bombeo	2,312	52
007-ener	Alumbrado en edificios	1,373	55
008-ener	Envoltente en edificios	314	77
010-ener	Bombas sumergibles	120	39
011-ener	Acondicionadores tipo central	281	39
013-ener	Alumbrado en vialidades	22	5
014-ener	Motores monofásicos	375	279
015-ener	Refrigeradores electrodomésticos	6,318	1,296
016-ener	Motores trifásicos	2,415	806
017-ener	Lámparas fluorescentes	173	4
018-ener	Aislantes térmicos para edificaciones	83	7
021-ener	Acondicionadores tipo cuarto	2,192	325
022-ener	Refrigeración comercial	1,158	139
<b>Ahorro eléctrico total</b>		<b>17,963</b>	<b>3,299</b>
		MBep/año	
003-ener	Calentadores de agua	4.68	
009-ener	Aislantes térmicos industriales	0.58	
<b>Ahorro eléctrico total</b>		<b>5.26</b>	

**Tabla 2.5**  
Impacto de las NOM de Eficiencia Energética en equipos en operación en 2007.

Fuente: CONUEE, 2009.

la utilización racional de la energía. En el año 1993, la SENER, a través de la CONAE, constituyó el Comité Consultivo para la Preservación y Uso Racional de los Recursos Energéticos (CCNNPURRE), con lo que se inició formalmente el proceso de normalización de eficiencia energética en México. Los trabajos de ese grupo dieron lugar a las primeras tres normas mexicanas, las cuales se publicaron en septiembre de 1994 y entraron en vigor en enero de 1995. Los productos que fueron objeto de normalización a través de estas tres normas fueron refrigeradores, acondicionadores de aire y motores trifásicos. A la fecha, existen 18 normas de eficiencia energética vigentes en México, 13 de producto y 5 de sistemas.

Asimismo México, representado por la CONUEE, cuenta con participación internacional en eficiencia energética en el North American Energy Working Group (NAEWG), en el Council for Harmonization of Electrotechnical Standardization of the Nations of the Americas (CANENA), en la Comisión Panamericana de Normas Técnicas (COPANT) y en el Programa de Integración Energética Mesoamericana (PIEM).



**Figura 2.13**  
Evolución de la intensidad energética por rama industrial (GJ/MM\$).

Fuente: CONUEE, 2008.

---

La CONAE (hoy CONUEE), en colaboración con la IEA y el Banco Interamericano de Desarrollo, coordinó los trabajos para el desarrollo de indicadores nacionales de eficiencia energética, con un enfoque similar al que utilizan todos los países del G5 –Brasil, Sudáfrica, India y China, además de México– para desarrollarlos. Los resultados preliminares muestran que la información disponible actualmente permite construir indicadores de eficiencia energética de primer nivel y, para algunas ramas del sector industrial, de segundo nivel de desagregación.

## 2.4

### Intensidad en el uso de energía con alto contenido de carbono

A pesar de los esfuerzos realizados por reducir la intensidad energética, la explotación y el suministro de energía seguirán en aumento, aunque de manera diferenciada, de acuerdo con su nivel de desarrollo. Si no hay un cambio sustancial en las políticas energéticas, la mezcla de energéticos que abastece a la economía permanecerá sin cambio durante los próximos 20 años, lo que significaría que más del 80% de la energía primaria provendría de combustibles fósiles. Es decir, se mantendría una estructura energética basada en el carbono.

En ese sentido, las partes que conforman la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC, por sus siglas en inglés) y la entrada en vigor del Protocolo de Kioto han permitido que se tomen diversas medidas de mitigación. Sin embargo, éstas aún son insuficientes para revertir los efectos de las emisiones de GEI. La experiencia de los diversos países que se incluyen en el Anexo 1 del Protocolo de Kioto ha demostrado que existen grandes barreras para instrumentar y coordinar las medidas de mitigación. Aunado a ello, los impactos generados por el crecimiento de la población, el desarrollo económico, los patrones de desarrollo tecnológico y los aspectos sociales del consumo anulan los esfuerzos por mejorar la intensidad energética y disminuir la intensidad de carbono –si bien existen diferencias apreciables entre las diversas regiones del mundo–.

Por eso, el artículo 2 de dicha Convención fija el reconocimiento a las diferencias en las responsabilidades y las respectivas capacidades de los países para establecer compromisos y necesidades de cooperación. Esta última

implica compartir información sobre el efecto del carbono en el cambio climático y en la calidad del aire, así como la disponibilidad para transferir tecnologías adecuadas para hacer frente a este problema.

Por otra parte, es necesario recordar que tanto los sistemas climáticos como los socioeconómicos tienen inercias que se deben considerar al establecer objetivos y metas específicas que atañan a los tiempos de respuesta de los ciclos atmosféricos y del carbono. La fuente principal de emisión de GEI es la quema de combustibles fósiles. Prueba de esto es el notorio incremento de la concentración atmosférica de CO<sub>2</sub>, que pasó de 100 ppm en el período preindustrial al valor actual, que se ubica en el rango de 433-477 ppm de CO<sub>2</sub> equivalente.

El uso de combustibles que contienen carbono ha provocado que la generación de energía eléctrica y el sector del transporte sean los de mayor impacto para el cambio climático, además de otros como el industrial, el residencial y el de servicios que también contribuyen de forma importante. Por esta razón, las medidas de política energética que se mencionan con mayor frecuencia para aminorar el cambio climático son la mejora en la eficiencia energética y el cambio de combustibles por otros con menor contenido de carbono. Para generar electricidad, se mencionan el impulso a los procesos de cogeneración y, en el largo plazo, las plantas nucleoelectricas.

A pesar del crecimiento sustancial de las energías renovables no tradicionales, entre las que se incluyen la energía eólica y la solar, los combustibles fósiles siguen teniendo una participación ligeramente superior al 80%, mientras que, hacia 1980, era del 86%. La principal razón de esta diferencia es el uso de la energía nuclear. La reducción continua en el índice de intensidad energética implica cambios estructurales en el sistema energético global. La disminución en la intensidad de carbono dentro del suministro de energía fue muy significativa en la década de los ochenta como resultado de la crisis petrolera de los años setenta; pero se estancó en la segunda mitad de la década de los noventa y, a partir del año 2000, se ha revertido.

Entre los países emergentes, China e India registraron reducciones en la intensidad energética. No obstante, al mismo tiempo, su intensidad de carbono aumentó, lo que resulta frecuente en los procesos tempranos de industrialización de cualquier país. En el caso específico de China, una buena parte de su creciente generación eléctrica se lleva a cabo en carbóelectricas. Además, estos países cuentan con uno de los sectores de transporte con mayor crecimiento en el mundo, conformado por vehículos que utilizan combustibles fósiles.

---

Tanto el World Energy Outlook 2008 de la IEA como el International Energy Outlook 2008 de la Administración de Información de Energía (EIA, por sus siglas en inglés) consideran, en todos sus escenarios, que se mantendrá la dependencia energética de los combustibles fósiles. Es decir, que la economía energética puede evolucionar, pero no ofrecer cambios radicales si no se dan, previamente, cambios sustanciales en la política de los principales consumidores actuales y futuros de la energía. Debido a que hay una demanda energética creciente en los países en desarrollo, el efecto que tiene el índice de carbono de ellos en el resto del mundo resulta relevante. Este grupo de países será, en el corto plazo, el que consuma 50%, o probablemente más, del total de combustibles fósiles.

La investigación y el desarrollo tecnológicos serán fundamentales para la estructura de los energéticos primarios que tendremos en el futuro y la forma en que estos se aprovecharán. Dado que la infraestructura energética necesita mucho tiempo para la maduración de los proyectos y a que sus instalaciones tienen una larga vida útil, resulta imprescindible incluir los avances tecnológicos para influir en el desarrollo a largo plazo del sistema energético.

Existen varios tipos de tecnología que serán relevantes, incluidos los nuevos esquemas de eficiencia energética, la energía solar y la eólica, la cuarta generación de fisión nuclear y la fusión nuclear, la biomasa y la geotermia. También serán fundamentales los avances tecnológicos sobre energéticos tradicionales, como la captura y el almacenamiento de carbón y la generación de energía a partir de desperdicios y de celdas de hidrógeno. Algunas de ellas se encuentran aún en etapa de desarrollo, mientras que otras ya alcanzaron la madurez pero todavía requieren de algún tipo de apoyo.

La amplia aceptación de la necesidad de contener el cambio climático y el hecho de que el CO<sub>2</sub> sea el gas de efecto invernadero más importante en volumen han permitido que la reducción en el contenido de carbono se convierta en un tema prioritario de la política internacional. Esa reducción, o decarbonización, constituye un reto de grandes proporciones para todo el mundo, pues las economías de varios países se desarrollaron, durante el último siglo, sobre la base de combustibles fósiles. Ya sea para fines de calentamiento, producción, transporte y, en general, para la vida moderna, este combustible genera CO<sub>2</sub> y otros gases que afectan la calidad del aire o provocan un mayor cambio climático. Así, existen varias posibilidades para decarbonizar, entre las que se incluyen las mejoras en la eficiencia energética, las formas alternas de generar energía y de aprovecharla y, en última instancia, los cambios en el comportamiento de las sociedades.

Como se ha mencionado, entre las formas alternas de generar energía se encuentran las energías renovables, como la hidráulica y la eólica. En un plazo más largo, la energía marina en sus distintas formas, la solar y las celdas de combustible y el desarrollo de instalaciones nucleoelectricas de nueva generación tendrán una importancia creciente. Las tecnologías basadas en bioenergía también jugarán un importante papel, tanto para fines de calentamiento y generación eléctrica como para transporte. Una forma de controlar el contenido de carbono manteniendo el uso de algunos combustibles fósiles –método que estará disponible en los próximos años– es la captura y secuestro de carbono (CCS, por sus siglas en inglés). Ya que la generación de electricidad de bajo carbono significaría un efecto importante en la decarbonización, el gran potencial de la tecnología CCS resulta muy atractivo por el impacto que tendría en el sistema eléctrico. Sin embargo, mientras que el costo de la decarbonización aumenta, pues las primeras etapas son fáciles de alcanzar y tienen usualmente costos marginales; en la medida en que se van logrando avances, las opciones resultan más complejas y costosas. Aún así, no se ha cuantificado la contribución de las tecnologías emergentes a la reducción del carbono.

El desarrollo de estrategias no debe considerar exclusivamente la infraestructura y las tecnologías disponibles; por el contrario, es deseable que se desarrollen tecnologías más avanzadas, que sean competitivas y que contribuyan de manera significativa a la solución de este problema en los próximos años. Empero, se debe considerar que en el trayecto aparecerán divergencias en la disponibilidad, el desempeño y suministro de tecnologías de bajo carbono que sean efectivos en términos de costos. Por ejemplo, el uso intensivo de energías renovables para el suministro eléctrico debe apoyarse en reglas de operación y entrega que faciliten su aprovechamiento. En el caso de las nuevas tecnologías, la curva de aprendizaje demandará apoyos económicos, tal y como ha ocurrido en el caso de las plantas eoloelectricas, así como de un soporte de investigación y desarrollo tecnológico que garantice su desarrollo en el largo plazo sin la aplicación de subsidios.

Los esquemas de reducción de carbono en la generación de energía implican cambios en los sistemas de producción, distribución y consumo. El problema radica en que, hasta ahora, los cambios en la política energética se han referido únicamente a mecanismos de suministro. Por eso, deben tomarse en cuenta las oportunidades en todo el sistema energético, desde la explotación primaria hasta el consumo final, de manera que sea factible identificar puntos específicos de desarrollo.

---

Existen diversas opciones para la adopción de tecnologías que impliquen la reducción de carbono. Por ejemplo, las principales fuentes de generación de GEI provienen del uso de combustibles fósiles para generación de energía eléctrica, transporte y calentamiento. Sin embargo, se prevé que los biocombustibles sustituyan un 20% o 30% de los combustibles utilizados actualmente en un plazo de 20 años. En la generación de electricidad, la participación de las fuentes de energía de bajo carbono, como las renovables y la nuclear, podrían duplicarse en los próximos 20 años, en tanto que la geotermia de baja entalpía podría tener un uso generalizado para sistemas de calentamiento de agua y de edificios. Por otro lado, se considera tanto la instalación de turbinas eléctricas capaces de operar con bajas velocidades de viento para alimentar pequeños sistemas o localidades alejadas de la red de distribución, como la instalación de sistemas fotovoltaicos en regiones con niveles medios de insolación.

En el sector residencial, la decarbonización incluye diversas acciones. Una de ellas es el cambio tecnológico por el que se sustituyen los calentadores que utilizan gas natural o gas LP por bombas de calor para el calentamiento del agua y de los espacios. Para el sector del transporte, existen diferentes opciones de decarbonización, como la conexión a la red de vehículos eléctricos o híbridos, y el uso de vehículos que utilicen biocombustibles, de preferencia de segunda generación. En este sector, la decarbonización también se basa en una mejora en la eficiencia de combustible.

Una sociedad con un bajo uso de carbono debe emprender medidas compatibles con los principios del desarrollo sustentable, que garanticen la satisfacción de los diversos grupos sociales. Debe, asimismo, contribuir al esfuerzo global para estabilizar la concentración de GEI, particularmente CO<sub>2</sub>, y así evitar los efectos del cambio climático. También se tienen que incorporar tecnologías que permitan un incremento en la eficiencia energética y en el uso de fuentes de energía de menor contenido de carbono. Por último, hay que promover la adopción de patrones de consumo que eviten el aumento de la intensidad del carbono.

Por consiguiente, tanto los aspectos tecnológicos como el patrón de comportamiento social tienen importancia para lograr reducir la intensidad del carbono. En este sentido, la difusión y la información son fundamentales en el tránsito hacia las sociedades futuras –que observaremos en un horizonte de 20 años–, cuya visión deberá ser muy distinta a la actual. Si bien se trata de un objetivo a largo plazo, también se deben emprender acciones en el corto plazo.

## 2.5

# Conclusiones

Los gobiernos de los países tienen una responsabilidad y desempeñarán un papel fundamental en el desarrollo de tecnologías, mercados, productos y servicios con bajo contenido de carbono. Aunque parece que las acciones requeridas para este propósito implican un costo elevado, hay que considerar el costo de no tomar tales medidas será aún mayor. Los propios gobiernos tendrán que evaluar la conveniencia, y, en su caso, la forma de aplicar medidas de precios como impuestos, derechos, incentivos, etc.

Las estrategias de reducción de carbono bien diseñadas constituyen un aspecto fundamental para el desarrollo sustentable, al mismo tiempo que traerán consigo importantes beneficios en términos del medio ambiente, del crecimiento económico y de la seguridad energética. Las políticas sectoriales que promuevan una baja intensidad de carbono en todos los niveles deben ser consistentes. Por otra parte, las inversiones en infraestructura energética se deben diseñar teniendo en mente soluciones de baja intensidad de carbono. Asimismo, las inversiones en edificios y en transporte tienen que reflejar el avance de las tecnologías en términos de eficiencia y aprovechar las fuentes renovables de energía.

La reducción en el uso de combustibles fósiles permitirá a México incrementar el potencial de exportaciones petroleras y reducir las importaciones de gas LP y gas natural. Esto contribuirá a mejorar la seguridad del suministro de energía y la balanza de pagos, además de constituir una posibilidad real de reducir las emisiones de GEI, de mejorar la calidad del aire y de obtener el beneficio de apoyos por la venta de Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL). Esta ventana de oportunidad es, empero, finita, por lo que resulta imperativo adecuar el marco legal y eliminar las barreras existentes, para que las ventajas puedan alcanzarse efectivamente.

En México se han desarrollado diversos instrumentos de regulación que consideran las características de las fuentes de energía renovable con disponibilidad intermitente a que facilita su interconexión en términos competitivos. Entre las oportunidades que representan estos instrumentos se pueden señalar las siguientes:

- La energía generada se entregará a la red de transmisión cuando esté disponible, de acuerdo con cada fuente de generación.

- 
- La energía generada en cualquier período horario y no consumida por los usuarios será acumulada por la CFE y entregada en otros períodos horarios análogos.
  - El intercambio de energía se realiza al precio de tarifa en el punto de interconexión y al final del año. El permisionario puede vender a la CFE la energía sobrante acumulada al Costo Total de Corto Plazo, de manera que CFE pueda actuar como banca de energía.

En noviembre de 2008, el gobierno mexicano publicó el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía. Entre otros aspectos, considera establecer estrategias que propicien el desarrollo tecnológico, la formación de especialistas de alto nivel, un programa de normalización, la aplicación de tecnologías y el uso de iluminación, equipo, aparatos y vehículos eficientes. Al igual que ocurre con la mayoría de los países, el potencial que tiene México para reducir la intensidad de carbono en el corto plazo está limitado, y será necesario incrementar la participación de las energías renovables e impulsar el uso de otras fuentes alternas. Al mismo tiempo, se deberá promover una mayor eficiencia, tanto en la generación como en el uso de la energía.

Además de los diversos proyectos públicos y privados basados en fuentes renovables de energía que se encuentran en desarrollo, es necesario promover de forma decidida los nuevos proyectos, destinar recursos a la investigación y al desarrollo tecnológico, adecuar el marco legal para reflejar los cambios estructurales que se observan en todo el mundo, internalizar los impactos ambientales en los costos de la energía y desarrollar mecanismos financieros que permitan la generación de nuevos proyectos. El marco jurídico y los lineamientos de política se deben revisar continuamente con el objetivo de monitorear sus impactos en el proceso de reducción en la intensidad de carbono en México.

Una de las principales observaciones que ha surgido de las reuniones de expertos en el tema energético es que las políticas públicas representan uno de los más importantes incentivos para promover la expansión y el aprovechamiento de las fuentes de energía renovable. Por lo tanto, es preciso seguir definiendo y publicando estrategias gubernamentales estables, predecibles y ajenas a cambios sexenales, para que el sector emerja como un componente fundamental de un desarrollo económico estable y con bajas emisiones de carbono.

## Bibliografía

### **CFE, Comisión Federal de Electricidad, 2009.**

*Informe de Sustentabilidad 2008.* México: CFE.

### **Comisión Intersecretarial de Cambio Climático, Gobierno Federal, 2009.**

Programa Especial de Cambio Climático 2009-2012. *Diario Oficial de la Federación*, 28/08/2009.

### **De María y Campos, M. et al., 2008.**

*El desarrollo de la industria mexicana en su encrucijada.* México: Universidad Iberoamericana.

### **Enerdata, 2009.**

www.enerdata.fr. Fecha de consulta: 9 de junio, 2009.

### **FIDE, Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica, 2009.**

*Lista de Consumo Promedio de Equipos Electrodomésticos.* México: CFE.

### **Galindo, L. et al., 2008.**

*La economía del cambio climático.* México: Universidad Nacional Autónoma de México.

### **IEA, International Energy Agency, 2008.**

*World Energy Outlook 2008.* Paris:IEA

### **IEA, International Energy Agency, 2009.**

*Renewable Information 2009.* Paris:IEA

### **McKinsey, 2008.**

*Global GHG cost curve v2.0.* www.mckinsey.com. Fecha de consulta: 9 de junio, 2009

### **PNUMA, Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente, y OMC, Organización Mundial del Comercio, 2009.**

*El comercio y el cambio climático.* Ginebra: OMC.

### **Presidencia de la República, 2007.**

*Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012.* México: Presidencia de la República.

### **REN21, 2009.**

*Renewables Global Status Report: 2009 Update.* Paris: REN21 Secretaria.

---

**Romero-Hernández, O., Romo Murrillo, D. y Samaniego Breach, R., 2005.**

*Industria y medio ambiente en México.* México: Miguel Ángel Porrúa.

**Romero-Hernández, O., 2006.**

Energía, medio ambiente y desarrollo sostenible, en Romero et al., *Introducción a la Ingeniería.* México: Cengage Learning.

**SEMARNAT, Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, 2009.**

*Programa Especial de Cambio Climático.* México: México: SEMARNAT.

**SENER, Secretaría de Energía, 2007.**

*Programa Sectorial de Energía 2007-2012.* México: SENER.

**SENER, Secretaría de Energía, 2008.**

*Ley para el Aprovechamiento Sustentable de Energía.* México: SENER.

**SENER, Secretaría de Energía, 2009.**

*Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía.* México: SENER.

**SENER, Secretaría de Energía, 2009.**

*Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables.* México: SENER.

**SHCP, Secretaría de Hacienda y Crédito Público.**

*Participación del Lic. Agustín Carstens en el Mensaje de México ante el cambio climático.* Xcaret, Quintana Roo: SHCP.

**Stern, N., 2007.**

*The Economics of Climate Change: The Stern Review.* Cambridge: Cambridge University Press.

---

# 3.

## El marco normativo de la utilización de las energías renovables

*Dra. Josefina Cortés Campos'*

### 3.1

#### Introducción

El desarrollo de las Energías Renovables (ER) –también llamadas energías verdes, alternativas o sustentables–, es hoy un imperativo mundial y un componente medular de las políticas energéticas nacionales. Algunos de los principios que caracterizan la integración de las ER dentro del marco normativo son:

- Las ER, que por definición tienen un bajo impacto ambiental, cumplen con el requisito de sustentabilidad, ya que satisfacen las necesidades vigentes de la población sin poner en riesgo la posibilidad de que las futuras generaciones satisfagan las propias. Este tipo de energías ofrece alternativas de política pública dirigidas a mitigar los efectos del cambio climático al reducir, por ejemplo, la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI) (SENER, 2005).
- En cuanto a su eficiencia, las ER disminuyen los riesgos asociados a la volatilidad de precios que caracterizan a las energías convencionales.
- Frente a la independencia energética que debe asegurar cualquier país, se exige el desarrollo de nuevas tecnologías. En ese sentido, la diversificación energética es viable mediante el impulso de la utilización de energías alternativas generadas a partir de fuentes como la solar, la eólica, la minihidráulica y la biomasa.

- La plena cobertura de la demanda energética es una condición fundamental para lograr el desarrollo económico y social de todo país. Por eso, las ER son la alternativa si de resolver el problema de abasto energético en las zonas de difícil acceso a las tecnologías tradicionales se trata.<sup>2</sup>

Precisamente, y debido a estas consideraciones, las políticas energéticas nacionales se han orientado no sólo a diseñar instrumentos y mecanismos financieros que eliminen las barreras y abran ventanas de oportunidad para proyectos basados en la utilización de las ER, sino también a desarrollar un marco regulatorio e institucional eficaz frente a esos objetivos. Y es que México, de acuerdo a las estimaciones de diversas instituciones, posee un importante potencial en materia de ER.

En cuanto a la energía solar, el país cuenta con una insolación media de 5 kWh/m<sup>2</sup>, una de las más altas en el mundo. Por otro lado, el potencial de energía eólica, según estudios del Instituto de Investigaciones Eléctricas de México, es superior a los 40 000 MW –siendo las regiones con mayor potencial el Istmo de Tehuantepec (Oaxaca) y las penínsulas de Yucatán y Baja California–. Con respecto a la energía geotérmica, se estima que en sistemas hidrotermales de alta entalpía (más de 180 °C) se generarán más de 2,400 MW, mientras que en los sistemas de baja entalpía (menos de 180 °C) se podrán generar más de 20 000 MW. Por último, la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía estima un potencial de 3250 MW respecto a la energía minihidráulica (es decir, las centrales con capacidades menores a 10 MW).

Ante cifras tan positivas, surge necesariamente la pregunta de si el ordenamiento jurídico mexicano cuenta con instrumentos de regulación capaces de incentivar la explotación de las ER. El 28 de noviembre de 2008 se publicó en el Diario Oficial de la Federación la Ley para el Aprovechamiento de las Fuentes Renovables de Energía y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE).<sup>3</sup> Si bien la impronta legislativa podría calificarse de acertada –no sólo porque elimina el vacío legislativo existente y atiende los compromisos internacionales de nuestro país en el ámbito del desarrollo sustentable y de la preservación del medio ambiente,<sup>4</sup> sino porque reconoce de manera decidida el enorme potencial de las ER en México<sup>5</sup>–, cuando se trata de evaluar con precisión el mapa normativo de este segmento de generación de energía hay que identificar aquellos elementos o indicadores que mejor permitan llevar a cabo ese ejercicio. Este capítulo tiene como objetivo ofrecer un parámetro de evaluación de la LAERFTE y del conjunto de las normas convergentes.

## 3.2

# El marco de decisión y las estrategias regulatorias de la LAERFTE

Por lo que se refiere al marco en el que se incorpora la LAERFTE al ordenamiento jurídico mexicano, es pertinente señalar que se trata de un proceso legislativo desarrollado en medio del debate y de la aprobación de la reciente reforma al sector de hidrocarburos.<sup>6</sup> Específicamente, el Proyecto de Decreto de la LAERFTE se presentó en la Cámara de Senadores el 23 de octubre de 2008 y es resultado de la decisión de integrar en una sola propuesta dos iniciativas preexistentes:

- La Iniciativa con Proyecto de Decreto que presentó el diputado Manlio Fabio Beltrones Rivera, a nombre de senadores y diputados del Grupo Parlamentario del Partido Revolucionario Institucional (PRI), para reformar diversas disposiciones y expedir nuevas leyes en materia energética (23 de julio de 2008). Concretamente, y como parte de un conjunto de reformas energéticas, la Ley para el Financiamiento de la Transición Energética proponía incentivar el aprovechamiento de ER mediante la creación de un esquema de financiamiento de la “transición energética” que se instrumentaría a través del Fondo Nacional para la Transición Energética –diseñado para apoyar proyectos relacionados con la preservación del medio ambiente– y que operaría bajo la categoría de fideicomiso público de la Secretaría de Energía (SENER).
- La Iniciativa con Proyecto de Decreto que presentó el senador Arturo Escobar y Vega, del Partido Verde Ecologista de México (PVEM), por el que expide específicamente la Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables del PVEM (2 de octubre de 2008).

En términos generales, es posible afirmar que en los trabajos legislativos, la LAERFTE contó con un amplio respaldo de las diferentes fuerzas políticas nacionales. Esto se debió, quizá, al trabajo conjunto y a la comunicación intensa entre los distintos actores del sector energético que participaron en las largas jornadas de debates públicos que organizó el Senado de la República sobre la denominada “reforma energética”.<sup>7</sup>

---

El objetivo de la LAERFTE consiste en regular y fomentar el aprovechamiento de las energías renovables de manera compatible con el entorno social y ambiental. Esto se logrará no sólo estableciendo las modalidades de participación pública y privada, sino también con instrumentos regulatorios y de financiamiento concretos para el aprovechamiento de las ER.

Bajo esta premisa, y en el entendido de que la diversificación de fuentes energéticas requiere un proceso gradual y sostenido –de ahí la utilización del concepto de “transición energética”<sup>8</sup>–, los legisladores mexicanos formularon una serie de estrategias de regulación.

### 3.2.1 Objeto de regulación (actividad, medios y sujetos autorizados)

La LAERFTE centra sus estrategias de regulación y de fomento en una actividad en concreto: el aprovechamiento de fuentes de ER y tecnologías limpias para generar electricidad con fines distintos a la prestación del servicio público de energía eléctrica (artículo 1). En los términos de la LAERFTE, las ER son aquellas cuya fuente reside en fenómenos de la naturaleza, en procesos o en materiales susceptibles de ser transformados por la humanidad en energía aprovechable y que se regeneran naturalmente. Esto les concede la facultad de estar disponibles de forma continua o periódica. Concretamente, el conjunto de fuentes renovables seleccionado por los legisladores (artículo 3) incluye:

- Viento.
- Radiación solar en todas sus formas.
- El movimiento del agua en cauces naturales o artificiales.
- Energía oceánica en sus distintas formas (maremotriz, maremotérmica, de las olas, de las corrientes marinas y del gradiente de concentración de sal).
- Calor de los yacimientos geotérmicos.
- Bioenergéticos que determine la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos<sup>9</sup>.
- Otros elementos más que, en su caso, determine la Secretaría de Energía (SENER) y cuya fuente cumpla con las características definidas en la Ley para las ER.

Para delimitar el objeto de aplicación de la Ley, los legisladores excluyeron las siguientes fuentes primarias: los minerales radioactivos generadores de energía nuclear, la energía hidráulica de fuentes con capacidad de generar

más de 30 MW, los residuos industriales o de cualquier otro tipo cuando sean incinerados o reciban algún otro tipo de tratamiento térmico y los rellenos sanitarios que no cumplan con la normatividad ambiental (artículo 1).

En cuanto a los sujetos autorizados para aprovechar las ER, la Ley señala que toda persona física de nacionalidad mexicana o persona moral constituida conforme a las leyes mexicanas, con domicilio en territorio nacional, que genere electricidad a partir de energías renovables (artículo 3) serán las autorizadas. Por último, la Ley establece que el aprovechamiento de las energías renovables es de utilidad pública y responderá a los principios de eficiencia, de sustentabilidad y de independencia de los hidrocarburos como fuente primaria de energía<sup>10</sup> (artículo 2).

### 3.2.2 Condiciones de incorporación de la energía generada a partir de ER a la red eléctrica nacional

En los términos de la LAERFTE, el aprovechamiento de las ER puede basarse en dos supuestos de consumo: el consumo propio por parte del generador y la incorporación de la energía eléctrica a la red nacional para el consumo general. Para fundamentar estos dos aspectos, la LAERFTE opera a partir de los supuestos de generación establecidos en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE)<sup>11</sup> –autoabastecimiento y cogeneración, en el caso de los excedentes–, con lo que se abre la posibilidad de que el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) incorpore en su operación la electricidad generada a partir de ER (artículos 17 y 18).

La Ley dispone que la Comisión Federal de Electricidad (CFE) debe adecuar la operación del SEN a las condiciones particulares de escala, distribución geográfica y variabilidad de las distintas tecnologías para el aprovechamiento de las energías renovables. Del mismo modo, tiene que atender sus responsabilidades para garantizar la calidad y la estabilidad del suministro de energía eléctrica (artículo 19). En materia de contratos de suministro a partir de ER, la Ley distingue entre los proyectos incluidos en la planeación de la CFE, que se gestionarán a través de contratos de largo plazo, y los contratos derivados de la compra, por parte de los suministradores, de excedentes en los supuestos de autoabastecimiento o cogeneración mediante energías renovables (artículos 17 a 20).

A fin de permitir el acceso de la energía generada a partir de ER al Sistema Eléctrico Nacional, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) establecerá las

---

metodologías, requerimientos técnicos, reglas de despacho para la entrega de electricidad, procedimientos de intercambio de energía y las directrices relativas a los esquemas contractuales entre generadores y suministradores (artículos 15 a 18).

### 3.2.3 Esquema de costos, incentivos y precios

Según el esquema de distribución de competencias que señala la Ley, corresponde a la CRE, previa opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y de la Secretaría de Energía (SENER), determinar las contraprestaciones máximas que pagarán los suministradores (CFE) a los generadores que utilicen energías renovables. Esas contraprestaciones, incluidas en los contratos de largo plazo, deberán contemplar pagos por los costos derivados de la capacidad de generación y por la generación de energía asociada al proyecto, de acuerdo con los lineamientos de la CRE. Las contraprestaciones podrán depender de la tecnología y de la ubicación geográfica de los proyectos (artículo 14).<sup>12</sup>

Debido a la importante contribución de las ER a la estabilidad de los precios del sector, la Ley señala como una de las competencias de la SENER la elaboración de una metodología que permita evaluar las ventajas económicas que representa, en el largo plazo, el uso de las tecnologías para el aprovechamiento de las mismas. Este factor servirá como criterio de evaluación de los proyectos de aprovechamiento de ER que lleven a cabo los suministradores (artículos 12 y 13).

La SENER, con la opinión de la SHCP, de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) y de la Secretaría de Salud (SS), elaborará una metodología para valorar las externalidades asociadas con la generación de electricidad basada en energías renovables en sus distintas escalas, así como las acciones de política relacionadas con esas externalidades. A partir de esa metodología y de acciones concretas de política energética, la SEMARNAT diseñará mecanismos de regulación ambiental para el aprovechamiento de las energías renovables<sup>13</sup> (artículo 10).<sup>14</sup>

### 3.2.4 Planeación sectorial

Las energías renovables se aprovecharán en los términos de la Ley, en el marco legal de una política energética integral de largo plazo, a través del

Programa para el Aprovechamiento de las Energías Renovables,<sup>15</sup> instrumento que establecerá objetivos y metas específicos con fundamento en su viabilidad económica. Además, incluirá y actualizará el Inventario Nacional de las Energías Renovables, con planes de desarrollo y perspectivas de largo plazo que respondan al principio de máxima diversificación y de desarrollo regional.<sup>16</sup>

En esa misma línea, y con el objetivo de garantizar una mayor participación de las ER en la satisfacción de la demanda y en la seguridad energética del país, se definió como meta para 2012 un porcentaje mínimo de participación del 8% de las ER, en sus distintas modalidades, con respecto a la generación total de electricidad, sin incluir a las grandes hidroeléctricas (artículo 11, fracción III).

Además, la Ley dispone que, tratándose de las propuestas de planeación del SEN a cargo de la SENER, la CFE debe incluir los proyectos de expansión de las redes de transmisión y de distribución necesarios para asegurar el cumplimiento de las metas que establezca el Programa para el Aprovechamiento de las Energías Renovables (artículo 11, fracción IV).

### 3.2.5 Coordinación interregional

La SENER, en conjunto con las entidades y dependencias de la Administración Pública Federal y con los diversos órdenes de gobierno, establecerá incentivos para fomentar el aprovechamiento de las energías renovables. Asimismo, se faculta a los tres órdenes de gobierno, en el ámbito de sus competencias, a celebrar convenios con los suministradores a fin de que lleven a cabo proyectos conjuntos de aprovechamiento de las ER disponibles en su territorio (artículos 8 y 30).

### 3.2.6 Desarrollo regional y cargas de orden público

La Ley dispone que en todo proyecto de generación de electricidad, con una capacidad mayor a los 2.5 MW, se deberá asegurar la participación de las comunidades locales y regionales, de los grupos potencialmente afectados y de los grupos e individuos interesados en el seguimiento de los proyectos antes de que se otorgue la autorización de cambio de uso de suelo (artículo 21). Esas estrategias tienen la finalidad de conciliar el desarrollo rural sustentable, la protección del medio ambiente y los derechos agrarios.

---

### 3.2.7 Esquemas de financiamiento

Tal y como lo señala la Ley, es necesario establecer y garantizar la permanencia de un conjunto de esquemas financieros y presupuestarios como parte de la “Estrategia”, a fin de impulsar las políticas, los programas, las acciones y los proyectos encaminados a conseguir una mayor utilización y aprovechamiento de las fuentes de energía renovables y de las tecnologías limpias. Asimismo, deberán destinarse a promover la eficiencia y la sustentabilidad energética, así como a reducir la dependencia de México hacia los hidrocarburos como fuente primaria de energía (artículos 22, 23 y 25).<sup>17</sup>

Las principales acciones que dan contenido a la “Estrategia” son las siguientes (artículo 24):

- Promover e incentivar el uso y la aplicación de tecnologías para el aprovechamiento de las energías renovables, la eficiencia y el ahorro de energía.
- Promover y difundir el uso y la aplicación de tecnologías limpias en todas las actividades productivas y en el uso doméstico.
- Promover la diversificación de fuentes primarias de energía, incrementando la oferta de las fuentes de energía renovable.
- Establecer un programa de normalización para la eficiencia energética
- Promover y difundir medidas para la eficiencia energética, así como el ahorro de energía.
- Proponer las medidas necesarias para que la población tenga acceso a información confiable, oportuna y de fácil consulta en relación con el consumo energético de los equipos, aparatos y vehículos que requieren del suministro de energía para su funcionamiento.

Cada año, la SENER actualiza la “Estrategia” y presenta una prospectiva sobre los avances logrados en la transición energética y en el aprovechamiento sustentable de las energías renovables. Además, incluye un diagnóstico sobre las aplicaciones de las tecnologías limpias y de las energías renovables, así como sobre el ahorro y el uso óptimo de toda clase de energía (artículo 26).

Por lo que se refiere al esquema presupuestario, se establece que el Ejecutivo Federal, al enviar a la Cámara de Diputados el Proyecto de Decreto de Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal que corresponda, consolidará los recursos del sector público que proponga establecer dentro de la “Estrategia”. El monto mínimo de recursos que se

programará para los subsecuentes ejercicios fiscales será actualizado cada tres años, en función del crecimiento real de la economía y del crecimiento real del gasto programable del sector público, de acuerdo con las disposiciones que se establezcan en el Presupuesto de Egresos de la Federación correspondiente (artículo 25).

Además, la Ley dispone que la Cámara de Diputados proveerá lo necesario en el Presupuesto de Egresos de la Federación de manera que la SENER cuente con los recursos humanos y materiales para dar cabal y total cumplimiento a las atribuciones conferidas por la Ley (Artículo Transitorio Segundo).<sup>18</sup>

Uno de los elementos centrales de la LAERFTE es la creación del Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (FTE) (artículo 27).<sup>19</sup> Mediante este instrumento financiero, se llevará a cabo la administración, asignación y distribución de los recursos públicos y privados, de origen nacional o extranjero, destinados a cumplir los objetivos de la “Estrategia”. Asimismo, con el propósito de potenciar el financiamiento disponible para la transición energética, el ahorro de energía, las tecnologías limpias y el aprovechamiento de las energías renovables, se podrán utilizar recursos no recuperables para el otorgamiento de garantías de crédito u otro tipo de apoyos financieros para los proyectos de ER.

La LAERFTE posibilita la venta nacional e internacional de certificados de energías renovables mediante un sistema de certificación que definirá la SENER. Al efecto, el Ejecutivo Federal diseñará e instrumentará las políticas y las medidas para facilitar el flujo de recursos derivados de los mecanismos internacionales de financiamiento relacionados con la mitigación de los efectos del cambio climático.<sup>20</sup>

Las políticas y las medidas señaladas promoverán la aplicación de los mecanismos internacionales orientados a la reducción de emisiones de GEI, de acuerdo con la legislación ambiental aplicable.<sup>21</sup> Las dependencias y entidades competentes podrán desempeñar, al igual que los suministradores, el papel de intermediarios con los proyectos de aprovechamiento de las ER y los compradores de certificados de reducción de emisiones de GEI en el mercado internacional (artículo 31).<sup>22</sup>

Por último, la LAERFTE dispone que los recursos financieros y presupuestarios deberán ejercerse con base en los principios de honestidad, legali-

---

dad, productividad, eficiencia, eficacia, rendición de cuentas, transparencia gubernamental y máxima publicidad, sujetos a los mecanismos de control, auditoría, evaluación y rendición de cuentas que establezcan las disposiciones legales (artículos 28 y 29).

### 3.2.8 Distribución de competencias y convergencia institucional

De la lectura de la LAERFTE resulta evidente que, en el caso del aprovechamiento de las ER, es preciso garantizar la concurrencia y la convergencia de atribuciones de los distintos agentes públicos que intervienen en ese sector. Entre los principales actores involucrados con las ER –señalados de manera directa por la LAERFTE<sup>23</sup> se encuentran la SENER, la CRE, la CFE, la extinta Compañía de Luz y Fuerza del Centro (LyFC), la SEMARNAT, la Secretaría de Desarrollo Social (SEDESOL) y la SHCP.

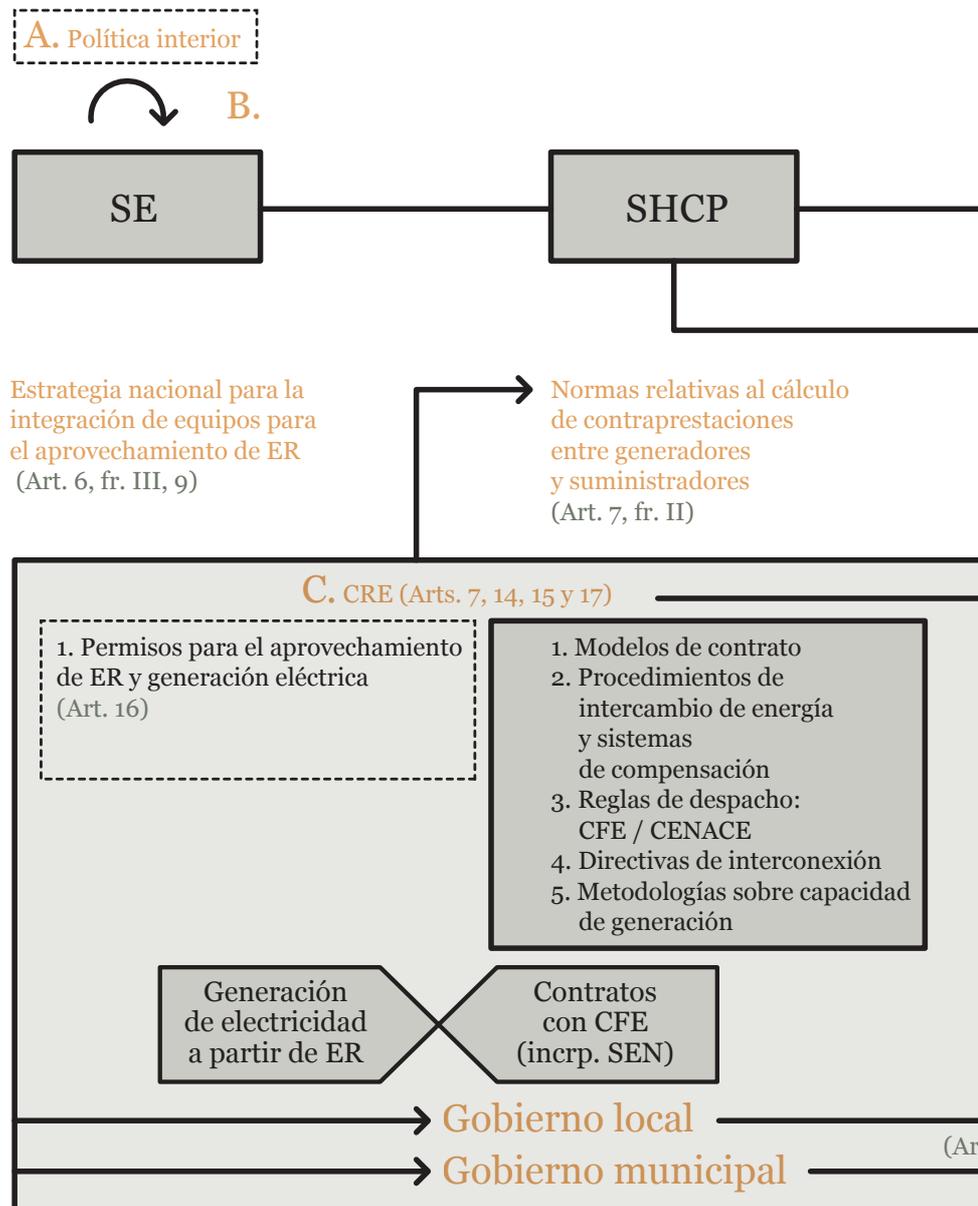
Cada uno de los órganos administrativos tiene diferentes competencias, por lo que es posible distinguir los siguientes ámbitos de regulación:

- Diseño e instrumentación de la política energética nacional y global (por medio de planes, programas y vehículos financieros).
- Facultades de regulación directa sobre generadores y suministradores.
- Facultades convergentes por materia.
- Facultades de coordinación interregional.

Esas facultades conforman el esquema institucional que se presentan en la Figura 3.1.

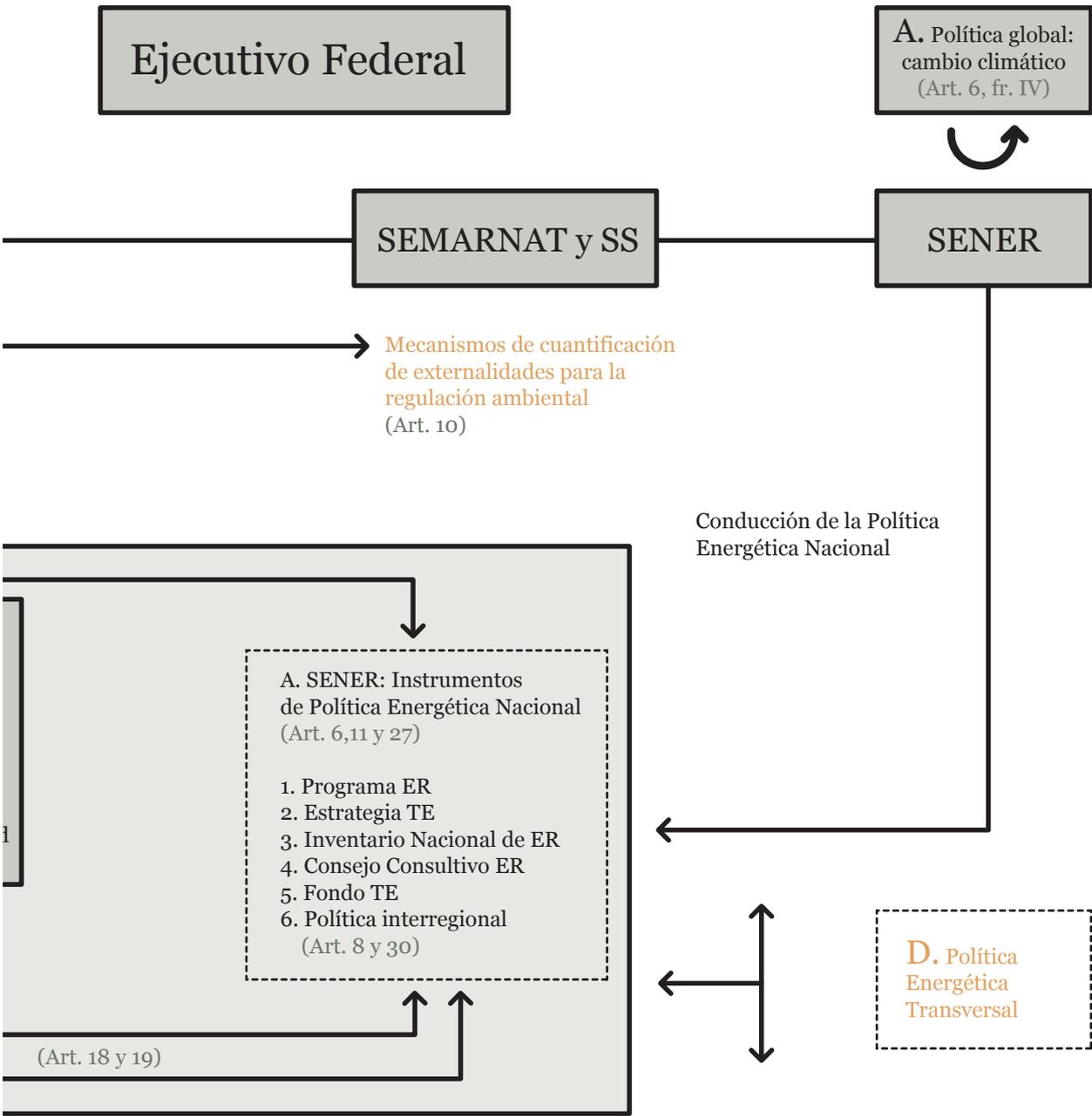
Hasta aquí, nos hemos referido de manera descriptiva a los elementos con los que se concibió a la LAERFTE. A continuación presentamos, sobre la misma base, lo que consideramos como los aspectos que mejor permiten reflexionar sobre el alcance y la eficacia de ese instrumento normativo.

# El Marco Institucional del Aprovechamiento de Energías Renovables



**Figura 3.1**  
El marco institucional del aprovechamiento de energías renovables.

Fuente: Elaboración propia.



### 3.3

## Cláusulas generales y dependencia normativa: notas para una evaluación parcial

En vez de acometer resueltamente la modificación constitucional, indispensable para dar asiento sólido a la nueva ley, se acudió al artificio, muy socorrido en los accesos de fiebre legislativa, tan frecuentes en el país, de hacer de la parte sustantiva de la ley una simple declaración de principios, como tal, de alcances administrativos imprecisos, y reservar para el reglamento futuro la enunciación completa de las atribuciones que el mismo ordenamiento da al poder público, la enumeración de facultades de que éste gozará y los procedimientos para ejercerlas. [...] esa práctica viciosa conduce al resultado de que los reglamentos de una ley innovan ésta o la amplían; se apartan de sus funciones propias de servir de complemento a la ley, sustituyéndola en muchos casos de sus aspectos esenciales. En cambio, el procedimiento tiene las cualidades vergonzantes de no lastimar los escrúpulos fetichistas que ordinariamente se tributan a la Constitución; de eludir, aplazándolos para la reglamentación posterior, los puntos espinosos de difícil aplicación práctica; de dulcificar la oposición y calmar las naturales alarmas que suscita toda nueva legislación en los medios interesados.<sup>24</sup>

Si se considera de nueva cuenta el esquema de competencias que utilizaron los legisladores en la integración de la LAERFTE para revisar el conjunto de instrumentos normativos de los que depende la eficacia de este ordenamiento, la evaluación que se puede hacer hasta este momento es, necesariamente, parcial.

Esto se debe a que, al cierre de este trabajo, aún no se emite el conjunto de normas administrativas generales a las que se refiere la LAERFTE. Considérese, por ejemplo, que el artículo 2 de la LAERFTE dispone que: “El Reglamento de esta Ley establecerá los criterios específicos de utilización de las distintas fuentes de energías renovables, así como la promoción para la investigación y desarrollo de las tecnologías limpias para su aprovechamiento”, o que el artículo 6, fracción II, dispone que será el Reglamento el que determine directamente la integración y las atribuciones del Consejo Consultivo para las Energías Renovables. Cláusulas tan generales como éstas son las que dieron pie a la cita que abre este apartado. Véase el siguiente esquema:

### Esquema de aplicación de la LAERFTE.

	Tipo de ordenamiento	Vigencia/ fecha de publicación (DOF)	Dependencia responsable	Artículo o disposición transitoria	Emisión
1	LAERFTE	28.nov.2008	—	—	✓
2	Programa Especial para el Aprovechamiento de las Energías Renovables	mayo.2009	Secretaría de Energía	Artículos 11 y Transitorio Tercero	✓
3	Reglas de Operación del Fondo para la Transición Energética	A más tardar 28.mayo.2009	Ejecutivo Federal	Artículos 27 y Transitorio Cuarto	✗
4	Mecanismos de Regulación Ambiental	A más tardar 28.mayo.2009	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales	Artículos 10 y Transitorio Sexto	✗
5	Reglamento <sup>25</sup>	2.septiembre.2009	Ejecutivo Federal	Artículos 2, 6, fracción II, y Transitorio Quinto	✓
6	Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía	30.junio.2009	Secretaría de Energía	Artículo 12	✓
7	Políticas y medidas para la integración de equipos y componentes	Agosto.2009	Secretaría de Energía	Artículos 9 y Transitorio Séptimo	✓
8	Metodología para evaluar externalidades asociadas con la generación de electricidad en México	2009	Secretaría de Energía	Artículos 10 y Transitorio Noveno	✓
9	Modelos de contrato de suministro	A más tardar 28.agosto.2009	Comisión Reguladora de Energía	Artículos 15, 16 y Transitorio Octavo	✗
10	Normas relativas al cálculo de contraprestaciones entre generadores y suministradores	Sin fecha límite de publicación	Comisión Reguladora de Energía	Artículos 7, fracción II, y 17	✗
11	Procedimientos de intercambio de energía y sistemas de compensación	Sin fecha límite de publicación	Comisión Reguladora de Energía	Artículo 7, fracción VII	✗
12	Adecuaciones a reglas de despacho	Sin fecha límite de publicación	Comisión Reguladora de Energía	Artículo 7, fracciones III y IV	✗
13	Directivas de interconexión	Sin fecha límite de publicación	Comisión Reguladora de Energía	Artículo 7, fracción VI	✗
14	Metodologías de capacidad de generación	Sin fecha límite de publicación	Comisión Reguladora de Energía	Artículo 7, fracción V	✗
15	Inventario nacional de energías renovables	Sin fecha límite de publicación	Secretaría de Energía	Artículo 6, fracción VI	✗

**Tabla 3.1**  
Esquema de aplicación de la LAERFTE.

Fuente: Elaboración propia.

En función del estado normativo del ordenamiento jurídico mexicano sobre las ER, en las páginas siguientes se evalúan algunos de los temas centrales de la Ley y se señala una serie de recomendaciones aplicables al conjunto de normas administrativas generales que se dictarán en fecha próxima.

## 3.4

### Límites tecnológicos, legales y constitucionales

El primer punto que se debe analizar es el de los límites normativos que acotan la libertad de generación de electricidad a partir de ER. Tal y como señala la propia LAERFTE, la producción para autoconsumo de electricidad o para su incorporación al SEN está regulada por la LSPEE; sin embargo, es claro que este ordenamiento se basa en los límites constitucionales.

En ese sentido, si partimos de un ejercicio de interpretación constitucional que busque derivar los espacios públicos y privados de intervención económica (artículos 5, 25, 26, 27 y 28) se llega a las siguientes conclusiones:

- La libertad de industria y de comercio se desarrolla en los segmentos que no están considerados como áreas estratégicas o como áreas prioritarias.
- Las áreas estratégicas son de exclusividad pública (no admiten concesiones). El gobierno federal mantendrá en todo momento no sólo el control, sino también la propiedad sobre los organismos que se establezcan para atender esas áreas estratégicas. Por disposición constitucional, las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las áreas estratégicas no constituirán monopolios, ya que estos están prohibidos por el propio ordenamiento. Las áreas estratégicas no se determinan taxativamente en la Constitución, puesto que el propio ordenamiento otorga competencias legislativas en ese sentido.
- Las áreas prioritarias admiten la participación del sector social y del privado mediante una concesión y con la reserva legal. En este segmento, se admiten incentivos y subsidios con ciertas condiciones constitucionales (generalidad, temporalidad y sustentabilidad financiera). Las áreas prioritarias tampoco se determinan taxativamente en la Constitución; los legisladores tienen facultades convergentes en la materia.

- 
- El régimen de los servicios públicos será determinado por la norma constitucional y por los legisladores. Las notas constitucionales sobre el servicio público derivarán de que éstas se sitúen en áreas estratégicas o en áreas prioritarias.

Con respecto a la generación de energía eléctrica, se observa que los artículos 27 y 28 de la Constitución, a pesar de la dificultad de una interpretación sistemática,<sup>26</sup> reservan la calificación de área estratégica (es decir, de titularidad exclusiva del Estado y no sujeta a concesiones) a la generación, la conducción, la transformación, la distribución y el abasto de energía eléctrica que tenga por objeto la prestación del servicio público. En este punto la pregunta que se plantea es: ¿En qué casos está destinada la energía eléctrica al servicio público y en cuáles no?

El propio artículo 28 constitucional señala: “La sujeción a regímenes de servicio público se apegará a lo dispuesto por la Constitución y sólo podrá llevarse a cabo mediante ley”. Por lo tanto, al no haber otro precepto relativo al servicio público eléctrico en la Constitución, aparte de los artículos 27 y 28, prácticamente todo el régimen jurídico del servicio público eléctrico queda en manos de la legislación secundaria y de sus disposiciones reglamentarias.

La aplicación de las ER para la generación de electricidad se encuentra limitada normativamente a los supuestos que la LSPEE considera como no constitutivos de servicio público y de conformidad con las siguientes disposiciones reglamentarias:<sup>27</sup>

- **El autoabastecimiento.** Consiste en la utilización de energía eléctrica para la satisfacción de las necesidades propias del permisionario o del conjunto de copropietarios o socios (artículo 101 del Reglamento).
- **La cogeneración.** Es aquella que se obtiene del potencial energético que genera la industria mediante la utilización eficiente de la energía secundaria para la producción de energía eléctrica como subproducto. La energía se puede producir conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria. La cogeneración se permite cuando la energía térmica no aprovechada es utilizada para la producción directa o indirecta de energía eléctrica o si se emplean combustibles producidos durante el proceso, y siempre que la electricidad sea destinada a la satisfacción de sus necesidades o de los establecimientos asociados a esta forma de generación. Ésta será fomentada por el Estado para incrementar la eficiencia energética con un menor deterioro del ambiente (artículos 103 a 107 del Reglamento).

- **La pequeña producción.** Es la derivada a partir de la generación de energía eléctrica producida en plantas con capacidad menor o igual a 30 MW –en las que la electricidad se destina en su totalidad para venta al suministrador o a la exportación– o en plantas con capacidad menor o igual a 1 MW –en donde la energía eléctrica se destina al autoabastecimiento de pequeñas comunidades rurales o de áreas aisladas que carezcan de servicio de energía eléctrica– (artículos 111 a 115 del Reglamento).
- **La producción independiente.** Consiste en la generación de energía eléctrica en plantas con capacidad mayor de 30 MW, siempre que éste se destine para su venta al suministrador (con un contrato de venta de energía de largo plazo) o a la exportación (artículo 36, fracción III, inciso C de la Ley). Por medio de esta figura, se permite que los particulares generen energía eléctrica para venderla, en su totalidad y en forma exclusiva, a la CFE, que la canalizará para la prestación del servicio público encomendado. Si bien se generará energía eléctrica por parte de los particulares para incorporarla a la red nacional, no existirá relación jurídica alguna entre estos y los usuarios del servicio público (artículos 108 a 110 del Reglamento).
- **La exportación de energía eléctrica.** Es la generación de energía eléctrica en el territorio nacional (derivada de la cogeneración, de la producción independiente o de la pequeña producción) para que se aproveche en otro país. Esta actividad facilita el aprovechamiento total de la energía (artículos 116 a 119 del Reglamento).
- **La importación de energía eléctrica.** En este supuesto se ubica la energía eléctrica proveniente de plantas generadoras establecidas en el extranjero para su aprovechamiento en el territorio nacional por parte de personas físicas o morales. Está destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios (artículos 120 a 123 del Reglamento).
- **Generación de energía eléctrica destinada al uso en emergencias.** Se refiere a emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica (artículo 141 del Reglamento).

En este punto, se deben analizar las posibilidades de generación de electricidad dispuestas por la LSPEE frente a lo dispuesto por la LAERFTE, concretamente en los siguientes preceptos normativos:

- Artículo 16: los suministradores deberán celebrar contratos de largo plazo con los generadores que utilicen energías renovables y que cuenten con un permiso de la Comisión, conforme a las directrices que expida la misma.

- 
- Artículo 17: en el caso de venta de la energía que sobra racionalmente después del autoconsumo de la producción, de conformidad con lo establecido en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica de proyectos de autoabastecimiento con energías renovables o de cogeneración de electricidad, las contraprestaciones se fijarán de acuerdo con la metodología que a tal efecto apruebe la Comisión.
  - Artículo 18: el SEN recibirá la energía eléctrica producida con ER excedentes de proyectos de autoabastecimiento o por proyectos de cogeneración de electricidad, de conformidad con lo establecido en el artículo 36 bis de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, y conforme a lo señalado en el presente ordenamiento.
  - Los generadores se sujetarán a las condiciones que establezca la Comisión para los servicios de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica, de conformidad con lo dispuesto dentro del marco de la Ley de la CRE.

Los legisladores no excluyen ninguno de los supuestos de generación de electricidad que la LSPEE señala como no constitutivos de servicio público. Pudiera concluirse entonces que las ER son aprovechables legalmente en cualquiera de las modalidades señaladas. Sin embargo, en una segunda revisión y con la incorporación de otros preceptos de la misma Ley, la respuesta podría variar.

Por un lado, en los términos de la LAERFTE y según el concepto que utiliza de “generador” (persona física de nacionalidad mexicana o persona moral constituida conforme a las leyes mexicanas y con domicilio en el territorio nacional, que genere electricidad a partir de energías renovables –artículo 3–), el supuesto de importación de energía eléctrica previsto por la LSPEE no quedaría cubierto por la LAERFTE. Por otro lado, en el caso de productores independientes de energía, su actividad quedaría fuera de los alcances de la LAERFTE cuando la electricidad derive de energía hidráulica utilizada en fuentes con capacidad de generación de más de 30 MW.

A propósito de esos dos supuestos de generación, no es casualidad que la LAERFTE se caracterice por tener una referencia normativa deficiente que podría conducir al arriesgado ejercicio de interpretación de los límites de la Ley. Además, se debe considerar que, si bien casi todas las modalidades de generación de electricidad previstas en la LSPEE pueden ser utilizadas en el aprovechamiento de ER, hay cuestiones financieras, económicas y tecnológicas que podrían llegar a limitar aún más el alcance y los propósitos del ordenamiento.

Las ER requieren inversiones intensivas en costos fijos y de naturaleza hundida, con bajísimos costos marginales pero elevados costos medios. Por otra parte, podrán utilizarse en proyectos con una vida útil que supere los 30 años en promedio.<sup>28</sup> A esto se suman dos elementos clave: la intermitencia de algunos tipos de energías (lo que supone que se cuenta con un respaldo fijo para evitar interrupciones del servicio) y la ubicación tradicional de este tipo de plantas de generación (que tendrá un impacto en las condiciones de transmisión de la energía).<sup>29</sup>

En primer lugar, es claro que para el desarrollo de la ER es preciso operar por medio de contratos de largo plazo entre generadores y suministradores como condición de recuperación de la inversión. A continuación se explica cómo operan otros de los elementos citados.

Con carácter general, la LAERFTE señala puntualmente que los suministradores recibirán los excedentes razonables de acuerdo con las condiciones de operación y de economía del sistema eléctrico, así como de distribución geográfica y de variabilidad de las distintas tecnologías para el aprovechamiento de las ER (artículo 19). Sin embargo, y sin dejar de notar la discrecionalidad que la Ley deposita en manos del regulador en lo relativo al criterio de “razonabilidad”, lo cierto es que uno de los principales retos para el ordenamiento jurídico es asegurar que las ER obtengan la retribución económica correspondiente para impulsar su aprovechamiento; de esa forma se lograría la transición energética.

En esta materia hay que examinar necesariamente el artículo 36 bis de la LSPEE, que establece que para la prestación del servicio público de energía eléctrica deberá aprovecharse, tanto en el corto como en el largo plazo, la producción de energía eléctrica que resulte de menor costo para la CFE y que ofrezca, además, estabilidad, calidad y seguridad en el servicio público. En este punto, los condicionamientos técnicos de las ER actúan en sentido contrario al impulso de las mismas.

El porteo, por ejemplo, representa un costo por mucho significativo para los proyectos de ER. Estos quedan condicionados no sólo por el hecho de que los recursos energéticos no están disponibles todo el tiempo –por la naturaleza en que se basan–, sino además porque, en la mayoría de los casos, la energía generada debe transportarse desde el área de producción –con frecuencia, distante del centro de consumo– a través de la red de transmisión del SEN y, en algunos casos, a través de las redes de distribución locales.

---

Sin embargo, el costo de dicho porteo, conforme a la legislación vigente, no distingue si se trata de energía generada a partir de fuentes renovables o a partir de proyectos convencionales. La CFE define un costo de porteo mínimo y determina cargos adicionales en función de la forma en la que la energía entregada afecta a la estabilidad de la red. Estos cargos conforman el costo total de un proyecto.

Si consideramos que el suministrador está obligado a pagar por la energía que entrega a la red el más bajo costo marginal de corto plazo en el nodo de interconexión, la legislación (en opinión de algunos expertos) tendría que contemplar un esquema que permita a los generadores entregar la totalidad de su energía a la red a un precio mayor al costo marginal de referencia; es decir, mayor al costo sobre la curva de oferta en un momento dado (P/E demanda pico). De esta forma, se permitiría que los proyectos fueran económicamente viables sin renunciar al criterio de eficiencia. Una alternativa adicional consistiría en disminuir los costos de interconexión al acreditar la inversión en infraestructura, puesto que la expansión de las redes genera una externalidad positiva que debe operar en favor del desarrollador del proyecto.

En suma, dado que el costo es una de las principales barreras económicas para la introducción de las ER, podría darse el caso de que la energía generada a partir de fuentes convencionales se convirtiera automáticamente en la opción número uno. Esto, sin duda, impediría alcanzar uno de los objetivos centrales de la Ley: la transición energética.<sup>30</sup> Al reconocer esas barreras, la legislación tendrá entonces que desarrollar mecanismos que permitan fomentar el aprovechamiento de las ER, como incentivos económicos y fiscales.<sup>31</sup> Sin embargo, también hay ejemplos que ponen a prueba el alcance o la eficacia previsible de la LAERFTE. Veamos las razones que hay detrás de esta afirmación.

Uno de los obstáculos que deriva de las políticas energéticas tradicionales es que la planeación energética del país está basada en metodologías que evalúan sólo el costo económico de corto plazo de la generación de energía. En otras palabras, la falta de valoración de los beneficios que aportan las energías renovables a la economía nacional, como la estabilidad de precios de la energía en el largo plazo y la reducción de riesgos en el abasto energético, y el hecho de que se tienen muchos recursos energéticos fósiles, hace que las políticas y prospectivas energéticas nacionales sigan basándose en los combustibles fósiles.<sup>32</sup> La LAERFTE, tal y como se anticipó, plantea como estrategia elaborar una metodología para evaluar las

ventajas económicas que representa la estabilidad de precios en el largo plazo –elemento característico de las ER–.<sup>33</sup>

Sin embargo, en un interesante ensayo de García Ochoa (2008) se reflexiona sobre lo frágiles que pueden ser los presupuestos de los que parten los legisladores para regular el sector de las ER. EL autor plantea que la estabilidad de precios en el largo plazo es una de las ventajas comparativas con respecto a los recursos fósiles. En el mediano y largo plazos, los precios de esos insumos seguirán presentando una tendencia inestable, aunque siempre al alza, debido a la escasez del recurso y a su creciente demanda. De comprobarse esto, las ER tendrían viabilidad económica y, en consecuencia, mayor participación en el mercado energético.

No obstante, si se consultan estadísticas internacionales y si se considera lo complejo que resulta la formulación de una política energética en escenarios de crisis, se puede observar que:

- No es posible establecer un marco de referencia que permita evaluar las ventajas económicas de la estabilidad de precios en un futuro.
- En una prospectiva de política energética global de mediano plazo, la participación de los recursos fósiles, lejos de disminuir, aumentaría.<sup>34</sup> Y si bien se espera un ligero incremento en la participación de las ER en la oferta energética mundial, éste no es tan significativo como para apostar por la transición energética con base en la estabilidad de precios.
- Es cuestionable el hecho de que la LAERFTE no reconozca el peso específico que tienen los diferentes sectores en el consumo energético nacional.<sup>35</sup>

Al considerar que en México el consumo energético final es de 75.2% de hidrocarburos, 14.9% de electricidad, 5.8% de leña y 4.1% de otros combustibles, son evidentes la orientación y los márgenes estrechos en los que opera la LAERFTE al sólo ocuparse del sector eléctrico y no de los sectores productivos de mayor impacto ambiental.

## 3.5 Eficacia transversal de la LAERFTE

Otro de los aspectos que merece destacarse, a propósito de la eficacia de la LAERFTE, es que toda política pública que pretenda impulsar efectivamente el aprovechamiento de las ER debe considerar el sistema de división de competencias del ordenamiento jurídico del que se trate.

Al ser un sistema federal caracterizado por la convergencia de atribuciones, resulta previsible que los proyectos de generación eléctrica a partir de ER deban sortear una serie de decisiones administrativas relativas a la electricidad, al medio ambiente, al agua y al uso de suelo. Éstas son materias –en particular la relativa al uso de suelo– en las que las autoridades locales y municipales jugarán un papel determinante, incluso frente a organizaciones sociales que pudieran intentar frenar los proyectos.

### Áreas de regulación y competencia gubernamental<sup>36</sup>.

Área de regulación	Competencia federal	Competencia local	Competencia municipal
Defensa nacional	x		
Relaciones exteriores	x		
Comercio internacional	x		
Política monetaria	x		
Transporte aéreo	x		
Transporte ferroviario	x		
Servicio postal	x		
Comercio interno	x	x	
Cultura	x	x	
Industria y agricultura	x	x	
Medio ambiente	x	x	x
Agua	x	x	x
Planeación urbana		x	x
Salud	x	x	x
Transporte público	x	x	x
Educación	x	x	x
Vivienda	x	x	x
Mercados			x
Rastros			x
Basura			x

**Tabla 3.2**  
Áreas de regulación y competencia gubernamental.<sup>36</sup>

Fuente: Elaboración propia.

Las disposiciones de la LAERFTE, dirigidas a lograr la convergencia de atribuciones mediante mecanismos de coordinación institucional para promover el desarrollo de los proyectos de generación eléctrica a partir de ER, son pertinentes (artículos 8 y 30). Sin embargo, los convenios de coordinación previstos en la Ley distan de ser la estrategia más eficaz para armonizar el conjunto de las competencias que abrirá paso a los proyectos de generación eléctrica a partir de este tipo de energía dado que están estrechamente vinculados.<sup>37</sup>

Por ejemplo, hay proyectos que requieren grandes extensiones de terreno para el aprovechamiento de recursos naturales renovables, particularmente los recursos eólicos e hidroeléctricos. Por regla general, requieren un estudio técnico para evaluar la viabilidad del proyecto (en las áreas de medio ambiente, geología y costos) mucho antes de iniciar el trámite administrativo correspondiente, además de recursos económicos por parte del desarrollador. Para este tipo de proyectos, lo idóneo sería contar con estrategias de simplificación administrativa definidas en la Ley a fin de homologar las decisiones de las distintas dependencias administrativas involucradas (SEMARNAT, SAGARPA, CONAGUA) y darle certeza a su desarrollador. Como parte de estas estrategias, los estudiosos de la materia proponen la creación de una Ventanilla Única y la posibilidad de que los proyectos cuenten con un dictamen preliminar, manteniendo la confidencialidad de éste en caso de ser necesario.

En esa línea, un obstáculo más es que el esquema institucional resulta muy complejo, particularmente en lo relativo a la segmentación de atribuciones entre la CRE y los suministradores. Prueba de ello es lo relativo a los trámites derivados de la interconexión. De no lograrse la convergencia y la clara delimitación entre las disposiciones emitidas por la CRE y las obligaciones a las que se sujeta el suministrador en los términos de la LSPEE (artículo 36 bis),<sup>38</sup> el desarrollador del proyecto podría enfrentarse a bloqueos normativos y a decisiones administrativas contrarias.

Para ilustrar esta situación, hay que evaluar la discrecionalidad con la que la LAERFTE permite operar a la SENER –y particularmente a la CFE– en lo relativo al desarrollo de la infraestructura necesaria para hacer posible la interconexión del proyecto de ER (artículos 19 y 11, fracción IV). Como resultado, el generador podría absorber en exceso el costo de la rehabilitación o de la construcción de infraestructura con fundamento en las condiciones que permiten la interconexión.

---

También en materia de infraestructura debe advertirse que es difícil alinear los objetivos del generador y los del suministrador. Tradicionalmente, la CFE se encarga del servicio público de suministro eléctrico y apoya a proyectos que por sí solos tengan una gran capacidad de generación. En ese sentido, la legislación podría potenciar el aprovechamiento de las ER si la energía generada encuentra algún destino en otros agentes, como pueden ser los propios autoabastecedores. Esto debe acompañarse de una fuerte estrategia de inversión a fin de desarrollar la infraestructura necesaria para transportar la energía generada en ubicaciones remotas, donde suele concentrarse este tipo de fuentes.<sup>39</sup>

Por último, es pertinente referirnos a las cargas de interés público. En los términos del artículo 2 de la Ley, el aprovechamiento de las fuentes de energía renovable y el uso de tecnologías limpias es de utilidad pública. Con fundamento en esa cláusula, el Estado puede desarrollar diversas estrategias de fomento para el aprovechamiento de ER, como la aplicación de subsidios, de mecanismos impositivos y de vehículos de financiamiento (artículo 24). Sin embargo, también se habilita al público para operar con mecanismos como los contenidos en el artículo 21, cuando señala lo siguiente:

Los proyectos de generación de electricidad a partir de energías renovables con una capacidad mayor de 2.5 MW tendrán que:

- Asegurar la participación de las comunidades locales y regionales mediante reuniones y consultas públicas convocadas por las autoridades municipales, ejidales o comunales. En dichas reuniones se acordará la participación de los proyectos en el desarrollo social de la comunidad.
- Pagar el arrendamiento a los propietarios de los predios o terrenos ocupados por el proyecto de energía renovable, según se convenga en el contrato respectivo. La periodicidad de los pagos podrá negociarse con los interesados, pero en ningún caso será inferior a dos veces por año.
- Promover el desarrollo social en la comunidad en la que se ejecuten los proyectos de generación con energías renovables, conforme a las mejores prácticas internacionales, y atender a la normatividad aplicable en materia de desarrollo rural sustentable, protección del medio ambiente y derechos agrarios.

Consideramos que se trata de una disposición que puede operar con una discrecionalidad administrativa ilimitada que, si bien por sí sola no excluye

a los generadores de la oferta energética, si no se alinea con otras disposiciones de la LAERFTE para equilibrar cargas e incentivos sí podría comprometer el desarrollo y la viabilidad de este tipo de proyectos.

## 3.6

### La lectura de las barreras de entrada o de los títulos habilitantes en términos estrictamente jurídicos

Ya que no existe un conjunto de normas administrativas generales de las que dependan los legisladores para completar el marco jurídico sobre el aprovechamiento de las ER, es difícil hablar de la certeza de la LAERFTE. En todo caso, será el conjunto de títulos habilitantes que se apliquen al generador los que impulsen o limiten al desarrollador de proyectos. Así, por ejemplo:

- Mediante los permisos y los modelos de contrato se definirá el conjunto de derechos y obligaciones a las que se sujetarán tanto el generador como el suministrador. Se trata de instrumentos jurídicos que, para convertirse en incentivos, dependerán también del sistema de contraprestaciones que dicte la CRE, previa opinión de la SHCP.
- Con las directivas de interconexión y las metodologías dictadas en la materia por la CRE, se calculará y acreditará el aporte de capacidad que estos proyectos proporcionan a la red eléctrica. Esta materia y las reglas de despacho son cuestiones sustantivas en términos de costos y de recuperación de la inversión.
- A través de Normas Oficiales Mexicanas (NOM), se busca la integración de componentes y equipos desde una perspectiva de planeación energética nacional; sin embargo, se trata de requerimientos técnicos que podrían convertirse en barreras regulatorias al mercado de ER.<sup>40</sup>
- Por la vía de las Reglas de Operación del Fondo de Transición Energética, se definirán los destinatarios del fondo y las condiciones para aplicar los estímulos que de él se deriven.

Llama la atención que la LAERFTE ha operado con una escasa –por no decir deficiente– densidad normativa, de tal forma que las condiciones para

---

la instrumentación de los proyectos de ER no se encuentran en la Ley, sino que se definirán mediante normas de menor jerarquía.<sup>41</sup> Véanse, por ejemplo, los artículos 16 y 17 de la LAERFTE, que dejan directamente los modelos de contrato y las contraprestaciones entre suministradores y generadores a las disposiciones normativas que emitirá la CRE, aunque con escasos criterios señalados en la Ley.<sup>42</sup>

Consideramos que la decisión de los legisladores, sumada a una práctica regulatoria poco articulada de la Administración Pública, puede generar escenarios con un mayor potencial de litigios y una escasa eficacia normativa. Por su parte, las normas administrativas encontrarían su fundamento en la “carta blanca” que otorgaron los legisladores. De esta forma, su validez dependerá de ejercicios interpretativos y de las posibilidades de justificar la máxima discrecionalidad administrativa.

Además, se debe advertir que esos mecanismos de regulación suelen afectar directamente a los derechos de propiedad y libertad de los desarrolladores de proyectos. Esto puede generar interrogantes a la luz de principios como el de legalidad y el de reserva de ley (por ejemplo, en materia de licitación).<sup>43</sup> Por último, se trata de instrumentos que tienen una tendencia a la captura regulatoria, lo que propiciaría condiciones de inequidad entre los distintos desarrolladores de proyectos.

También es cierto que en materia de ER el ordenamiento jurídico mexicano, antes de que se aprobara la LAERFTE, ya contaba con algunos instrumentos de regulación dirigidos al aprovechamiento de éstas. Prueba de ello son: el contrato de interconexión para fuentes de energía renovables, el convenio para el servicio de transmisión de energía eléctrica para fuentes de energía renovable, el modelo de contrato de interconexión de energía solar de pequeña escala y la metodología para la determinación de cargos por servicios de transmisión de energía eléctrica para fuentes renovables de energía.

De los instrumentos normativos podrían rescatarse algunos elementos, como el incentivo para almacenar la energía renovable producida con el fin de disponer de ella en un período tarifario distinto a aquél en el que fue producida y con una mejor retribución. Otro elemento es el establecimiento de un “banco de energía”, operado según los balances entre energía faltante y sobrante, con la posibilidad de que la intermitencia se supere a partir de la utilización de la energía convencional disponible en la red. Esto tendría un efecto favorable en la tarifa de electricidad (en horas punta, por ejemplo) y un efecto directo sobre la volatilidad de precios. Por último, en materia de

transmisión, un elemento importante es que sólo se debe pagar la capacidad de planta empleada efectivamente.

## 3.7 Conclusiones

El hecho de que la evaluación de la LAERFTE sólo puede ser parcial, no impide calificar de acertada la decisión de regular, a través de un ordenamiento específico, el aprovechamiento de las ER. Sin embargo, de acuerdo con nuestra exposición y sin haberse emitido aún el conjunto de normas administrativas de las que depende la eficacia de la Ley, todo parece apuntar a que los legisladores, al operar por medio de cláusulas generales, no hicieron frente de manera directa al conjunto de condicionamientos económicos, financieros y tecnológicos de este segmento de generación energética. En particular, se puede apreciar que el esquema de participación de los generadores está determinado por la LSPEE, en lugar de que se estableciera un esquema propio para las ER contenido en ella.

Esperemos que el panorama resulte más halagüeño, tanto en términos de certeza jurídica como de viabilidad operativa, una vez que se dicten todas las normas administrativas de las que depende la eficacia de la LAERFTE. En todo caso, es indispensable que se añada una serie de mecanismos de regulación convergentes, entre los que podrían encontrarse métodos que cuantifiquen las externalidades de las ER o que impongan un sistema de certificados de emisiones contaminantes. Algunos de los mecanismos a los que nos referimos son: esquemas impositivos y arancelarios más ágiles que premien el uso de este tipo de tecnologías y desincentiven, en equilibrio con la demanda energética, el uso de tecnologías convencionales; contenidos obligatorios mínimos de generación eléctrica a partir de ER; límites mínimos de eficiencia en la producción industrial; sistemas de pagos voluntarios por energía no contaminante, y, desde luego, una política convergente de eficiencia y ahorro energético del lado del consumo.

Finalmente, es preciso considerar que, desde una perspectiva regional, el paso que se ha dado al emitir la LAERFTE puede potenciarse con efectos más visibles si se dictan las normas administrativas generales pertinentes en el marco del TLCAN, al tomar en cuenta la orientación de la política energética estadounidense que parece privilegiar el desarrollo de las ER en un mercado federal de emisiones contaminantes (Falcón, R., 2009).

---

- 1 Se agradecen las atinadas reflexiones y los comentarios del profesor Ramiro Tovar Landa. Espero haberlos reflejado fielmente en este trabajo.
- 2 En México, hay una cobertura del servicio eléctrico de 96%, por lo que hay aproximadamente cinco millones de personas sin electricidad en sus hogares. La mayoría vive en localidades aisladas, donde la extensión de la red convencional no es una solución económicamente viable.
- 3 La Ley se publicó en el Diario Oficial de la Federación el 28 de noviembre de 2008.
- 4 Algunos de los compromisos que México adquirió en el ámbito referido están contenidos en la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC) y su Protocolo de Kioto, así como en el marco de la Conferencia Internacional de Energías Renovables de Bonn de 2004.
- 5 La meta propuesta en la LAERFTE del 8% de participación de las ER en la generación de electricidad es viable en opinión de la SENER, dado que los recursos energéticos renovables son vastísimos. Así parecen mostrarlo también las metas internacionales que están sobre el 10%, como el 12% para la Unión Europea, y casos particulares como el de Brasil y Canadá que tienen una participación mayor al 25% (SENER y GTZ, 2006).
- 6 El paquete de reformas al que nos referimos se publicó en el Diario Oficial el 28 de noviembre de 2008 y está integrado por las siguientes reformas: 1. Decreto por el que se expide la Ley de Petróleos Mexicanos y se adicionan el artículo 3° de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales; el artículo 1 de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas y un párrafo tercero al artículo 1 de la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público; 2. Decreto por el que se expide la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética; 3. Decreto por el que se expide la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía; 4. Decreto por el que se expide la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos; 5. Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 6. Decreto por el que se reforma y adiciona el artículo 33 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 7. Decreto por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía; y 8. Decreto que modifica y amplía la vigencia hasta el 31 de diciembre de 2008, del Decreto por el que se sujeta el gas licuado de petróleo a precios máximos de venta de primera mano y de venta a usuarios finales, publicado el 28 de diciembre de 2007.
- 7 Esta afirmación se comprueba de manera directa al considerar que en la Cámara de Senadores el Proyecto de Dictamen quedó en Primera Lectura y fue aprobado en lo general y en lo particular por 113 votos a favor y 5 en contra. Por su parte, en la Cámara de Diputados ocurrió lo siguiente: a) en votación económica, se le dispensó la Segunda Lectura; b) se aprobaron en lo general y en lo particular los artículos no impugnados, en votación nominal, por 407 votos a favor y 68 en contra; c) el dictamen en la Cámara de Diputados fue objeto de un solo voto particular por parte del diputado José Antonio Almazán González (PRD), quien consideraba que el Proyecto de Ley era contrario al espíritu del artículo 27 constitucional; y d) en cuanto a la propuesta del diputado Rojas Gutiérrez –para que el Fondo para la transición energética tuviera un comité técnico diferente al propuesto e incorporara a representantes de la UNAM, del IPN y de otras universidades públicas, incluida la Academia Mexicana de Ciencias– se desechó en votación económica y se aprobó el precepto en los términos del dictamen, en votación nominal, por 327 votos a favor, 128 en contra y 11 abstenciones. De la fecha en que se presentó el dictamen en la Cámara de Senadores (23 de octubre) a la fecha en la que la Cámara de Diputados la envió al Ejecutivo Federal para sus efectos constitucionales sólo transcurrieron cinco días (28 de octubre).
- 8 En el Dictamen de la LAERFTE realizado por los senadores (23 de octubre de 2008), se explica que la transición energética es el proceso que conduce a sustituir y a diversificar las fuentes primarias de energía utilizadas en las diferentes regiones del país. El objetivo es utilizar recursos que son también abundantes, como la energía eólica, la microhidráulica o la solar, con atención especial a la relación de precios de mercado y al rendimiento, y también a factores exógenos, especialmente las externalidades sociales y ambientales de esos proyectos.
- 9 A propósito de esta fuente de generación, el potencial generador debe cumplir con lo dispuesto por la Ley de Bioenergéticos y por su Reglamento, así como con el conjunto de normas que derivan de la LAERFTE.
- 10 Según cifras de la SENER (2007), 90% del total de la energía primaria proviene de recursos fósiles.
- 11 Estos supuestos se encuentran en el artículo 36 bis de la LSPEE.
- 12 El artículo 29 del Proyecto de Reglamento de la LAERFTE, con fecha de 18 de junio de 2009, señala que la Comisión establecerá las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones por los servicios que se presten entre sí el suministrador y los generadores renovables o cogeneradores eficientes. Al efecto, la Comisión deberá tomar en consideración los costos eficientes asociados a la prestación de esos servicios. Además, la Comisión podrá considerar total o parcialmente los beneficios económicos netos que derivan de la relación de costos, efectos positivos y riesgos relativos, directos e indirectos, de la generación renovable, en el contexto de la transición energética (artículo 46). Finalmente, en el artículo 47 se propone, con carácter general, que los convenios para los proyectos relativos a este capítulo contemplarán mecanismos para incentivar aquellas unidades que puedan estar disponibles en las horas de mayor demanda de la red eléctrica, entre los cuales podrá incluirse una contraprestación por capacidad que sea proporcional a la capacidad media disponible en las horas de máxima demanda. A propósito de la capacidad de generación, el artículo 33 del proyecto dispone que se considerará la probabilidad de disponibilidad de capacidad en las horas de máxima demanda de acuerdo con las características de las tecnologías para la generación renovable y la cogeneración eficiente.
- 13 El artículo 14 del Proyecto de Reglamento de la LAERFTE, con fecha de 18 de junio de 2009, establece que las externalidades de las tecnologías de generación renovable se evaluarán comparativamente con aquellas basadas en combustibles fósiles que considere la Secretaría de Energía para la instalación de nuevas centrales de generación.
- 14 La Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales publicó los mecanismos aquí referidos (artículo Transitorio Sexto). En esta materia, conviene recordar que México llevó a cabo una actividad intensa y comprometida frente al reto que supone el cambio climático. En 1993, México se adhirió a la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático; en 2000, ratificó el Protocolo de Kioto; en 2004, se creó el Comité Mexicano para Proyectos de Reducción de Emisiones y de Captura de Gases de Efecto Invernadero; en la Cumbre Mundial de Desarrollo Sustentable en Johannesburgo, se apoyó la Iniciativa Latinoamericana y Caribeña para el Desarrollo Sostenible, en la que se establece la meta para

- 2010 de utilizar al menos un 10% de energía renovable respecto de la oferta total de energía. Al respecto, puede advertirse también que si bien México no tiene la obligación de reducir sus emisiones de carbono, sí puede participar en el mercado de emisiones, al vender las reducciones de emisiones que realice a países que tengan esa obligación. Esto generaría, además, un valor económico adicional para los proyectos basados en ER. (SENER, 2008).
- 15 Según lo dispuesto en el Artículo Transitorio Tercero de la LAERFTE, la Secretaría de Energía sometió el Programa a la consideración y aprobación del Presidente de la República, de acuerdo con las disposiciones aplicables. Por su parte, el Artículo Transitorio Décimo establece que la Secretaría, para el establecimiento de las metas de participación de las energías renovables, considerará los recursos financieros previstos por las convenciones y tratados de los que México sea parte, así como los programas internacionales de financiamiento que se hayan diseñado o puesto en marcha antes de la fecha de publicación de la Ley.
- 16 El artículo 6, fracción VI, dispone que el Inventario Nacional de las Energías Renovables se actualizará y se integrará con programas de corto plazo, así como con planes y perspectivas de mediano y largo plazos, comprendidos en el Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables y en la Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía.
- 17 En junio de 2009, el Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría de Energía, presentó públicamente la Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (Artículo Transitorio Décimo Segundo).
- 18 De acuerdo con lo dispuesto en el Artículo Transitorio Décimo Primero de la LAERFTE, en el Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2009 se destinarán \$3,000 millones para el Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía. A su vez, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público es la encargada de consolidar la información sobre las provisiones de recursos del sector público incluidas en el Presupuesto de Egresos de la Federación para cada ejercicio fiscal al que se refiere el artículo 24 de la Ley. Con base en esa información, se establecerá el monto mínimo de recursos que será programado en los subsecuentes ejercicios fiscales. La información señalada se enviará al Congreso de la Unión para su conocimiento. Además, para cada uno de los ejercicios fiscales de 2010 y 2011, el monto propuesto en el proyecto de Decreto de Presupuesto de Egresos de la Federación para el Fondo al que se refiere el artículo 27 de esta Ley será de \$3,000 millones. El monto deberá actualizarse por la variación esperada en el Índice Nacional de Precios al Consumidor entre 2009 y el año que se presupuesta.
- 19 De acuerdo con este precepto, el Fondo contará con un comité técnico integrado por representantes de las Secretarías de Energía (que lo presidirá), de Hacienda y Crédito Público, de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación, de Medio Ambiente y Recursos Naturales, de la Comisión Federal de Electricidad, del Instituto Mexicano del Petróleo, del Instituto de Investigaciones Eléctricas y del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología. El comité emitirá las reglas para promover los objetivos de la “Estrategia”.
- 20 El Artículo Transitorio Décimo señala que la SENER considerará los recursos financieros previstos por las convenciones y los tratados de los que México sea parte, así como los programas internacionales de financiamiento que se hayan diseñado o puesto en marcha antes de la fecha de publicación de la LAERFTE, para el establecimiento de las metas de participación de las energías renovables.
- 21 Los especialistas señalan que “Mexico is a Non-Annex I country and has no GHG reduction obligations. This is exactly the country’s main incentive to seek benefits from the carbon trading global market. Mexico’s participation in this area is currently limited to the generation and sale of Certified Emission Reductions (CERs) or “carbon credits,” mainly through projects under the Clean Development Mechanism (CDM)—and to a lesser extent through the Voluntary Emission Reductions (VER) scheme. According to the UNFCCC Mexico currently supplies about 3.2 percent of expected annual CERs globally and is the fourth largest supplier of carbon credits, with 112 CDM projects (or 7.83 percent of the total) under way. As the world’s thirteenth largest GHG emitter, Mexico has significant potential to intensify current annual emission reductions from 8.5 mt of CO<sub>2</sub> to nearly 100 mt. (R. Falcón, 2009).
- 22 El Ejecutivo Federal es el encargado de constituir el mecanismo referido en el artículo 31 y publicar sus reglas de operación (Artículo Transitorio Cuarto).
- 23 Debe advertirse que no se trata de un listado exhaustivo de los órganos que tienen competencias en el sector de las ER, puesto que, de referirnos a otros ordenamientos aplicables a la materia, tendríamos que incluir también a la Comisión Nacional para el Ahorro de la Energía (CONAE), que promueve el ahorro de energía, la eficiencia energética y fomenta el uso de ER; al Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), por su labor en el ámbito de la investigación tecnológica en el sector eléctrico, incluida la vinculada a las ER, y al Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO), como un órgano de apoyo especializado en programas de desarrollo rural, entre los cuales se incluye el uso de ER en actividades productivas agronómicas. Entre las asociaciones más importantes de fomento a las ER en el ámbito privado destacan la Asociación Nacional de Energía Solar (ANES), la Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE), la Red Mexicana de Bioenergía y la Asociación Mexicana de Economía Energética (AMEE).
- 24 La cita aparece en J. Herrera y Lasso (1933).
- 25 A propósito del Reglamento de la LAERFTE, es pertinente advertir que si bien ya se puede consultar un Proyecto con fecha de 18 de junio de 2009 en la página [www.sener.gob.mx/webSener/res/0/RLAERFTE\\_GT.pdf](http://www.sener.gob.mx/webSener/res/0/RLAERFTE_GT.pdf), en la medida en que no se trata de normas vigentes preferimos no anticipar una evaluación, aunque sí hacemos referencia a algunas de sus propuestas a lo largo de este capítulo.
- 26 Para un estudio sobre la complejidad de la interpretación del capítulo económico de la Constitución de los Estados Unidos Mexicanos, particularmente en el sector eléctrico, puede consultarse a J. Cortés Campos (2007).
- 27 Artículos 3 y 36 a 39 de la LSPEE y Capítulo IX del Reglamento de la LSPEE.
- 28 Información de SENER y GTZ (2006).
- 29 En este sentido, la literatura especializada señala que “renewables have significant operational challenges, in particular with reliability. Wind, for example, has hidden operational costs associated with a low capacity factor, usually demanding additional investment in turbines in order to compensate for the randomness of the power they generate — wind turbines can generate power at any time of the day, and that includes those hours when outputs are not needed. Any ambitious wind program in Mexico would require more stable fossil fuel generation capacity to back up wind turbines’ low capacity factors and unreliability. These operational challenges call for huge financial commitments, and the risk here is the inadequacy of public funds to invest in renewable energy projects that certainly cost more than conventional

fuel-based projects. At a time of low oil prices but still-high industry costs, expensive projects involving renewables are likely to be put on hold by the government, inhibiting movement toward energy diversification. (R. Falcón, 2009).

30 Frente a este reto regulatorio, el Proyecto de Reglamento de la LAERFTE dispone de manera general en su artículo 35 que la Comisión solicitará a la Comisión Federal de Electricidad la revisión y, en su caso, la adecuación de las reglas de despacho aplicables a la generación renovable y a la cogeneración eficiente, así como la justificación de los ajustes que estime necesarios. El Centro Nacional de Control de Energía realizará las gestiones necesarias para que se efectúe esa adecuación, dentro del plazo que la Comisión determine y que no deberá exceder de 50 días hábiles a partir de la recepción de la solicitud. Asimismo, se propone en el artículo 45 que los proyectos de generación puedan recibir una contraprestación por capacidad y energía asociada, de acuerdo con las normas administrativas y los criterios que se fijen.

31 Algunos de los ejemplos que ha ensayado la legislación mexicana, incluso antes de la LAERFTE, son el establecimiento de vehículos financieros como el Fondo de Inversión en Infraestructura (FINFRA-BANOBRAS) y estrategias fiscales concretas. Señalamos algunos ejemplos a continuación: a. Ley del ISR (artículo 40, fracción XII): depreciación acelerada del 100% para inversiones en maquinaria y equipo destinado a la generación de energía proveniente de fuentes renovables. Asimismo, del lado del consumo (vivienda) se ha propuesto el establecimiento de un crédito fiscal del 30% a la inversión en equipos para la generación de energía proveniente de fuentes renovables. b. Ley Especial sobre Producción y Servicios: impuesto especial del 0.5% a las enajenaciones o importaciones de energía eléctrica, y destino de los recursos recaudados al fomento de las ER en la generación de electricidad. c. Ley Federal de Derechos: los combustibles fósiles podrían pagar un derecho en función del bióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) liberado en su combustión, al gravar su consumo bajo el principio de que “el que contamina paga”. Para combustibles líquidos, propone derechos de \$0.52 a \$0.97 por litro, y un mayor gravamen para los combustibles sólidos. Para el gas natural, propone \$0.197 por millar de pies cúbicos. Los ingresos recaudados se destinarían a la promoción de las ER.

32 Esto se aprecia en R. Flores García (2008).

33 En el Proyecto de Reglamento emitido por la

SENER, el artículo 13 señala que a efecto de determinar los beneficios económicos netos de la generación renovable, que serán tomados en cuenta en la elaboración y evaluación del Programa, la Secretaría considerará lo siguiente: I. Los ahorros generados, en su caso, en el Sistema Eléctrico Nacional por la generación renovable; II. El aporte de capacidad estimado para cada una de las distintas tecnologías de generación renovable, de acuerdo con la metodología que elabore la Comisión, referida en la fracción III del artículo 32 del presente Reglamento; III. Los beneficios económicos del uso de energías renovables en comunidades sin acceso a la red eléctrica; IV. Los riesgos y costos de las diferentes combinaciones de tecnologías de generación para el Sistema Eléctrico Nacional en su conjunto; V. Las externalidades evaluadas conforme a la metodología referida en el artículo siguiente; VI. En su caso, los beneficios derivados de los bonos de carbono u otros recursos que provengan de mecanismos internacionales de financiamiento, y VII. Los demás aspectos que determine la Secretaría.

34 A partir de datos de la Agencia Internacional de la Energía, se señala: “La participación de los recursos fósiles para el periodo 2008-2030, pasa de 40.3% a 44%; por su parte la energía nuclear y la hidroenergía permanecen prácticamente sin cambios 1.2% y 0.3% respectivamente; las ER muestran un ligero aumento pasando de 4.3% a 8%”.

35 En el mismo sentido, R. Falcón (2009) explica: “Under the current financial crisis the first negative signs for further carbon market growth have appeared, and Mexico will undoubtedly bear the brunt of withdrawn investment. Since mid-2008 average spot market prices for carbon credits dropped from a record 22 to less than 8 in February 2009. It may be too soon to anticipate a general trend for the next years, but short-term forecasts suggest that low CER prices could remain through much of 2010 [...] Today it accounts for about 61 percent of total carbon emissions in Mexico, with around 90 percent of energy generated through fossil fuels. Because of the aging infrastructure and the heavy fiscal burden in the energy industry, public utilities such as PEMEX and the Federal Electricity Commission (CFE) will find it difficult to reinvest their profits in energy efficiency projects through the 2008 energy reform plans. As long as oil prices remain low, costly efficiency-oriented projects will likely be deferred or abandoned in favor of projects already online—which are perhaps the most capital- and emissions-intensive ones. Thus, the

country's movement toward energy efficiency and sustainability could go through a major slowdown. This makes the reform's goals hard to achieve, especially given Mexico's prevailing dependence on fossil fuels for economic development, which also threatens energy mix diversification goals”.

36 El esquema toma como base el contenido en la publicación de la OCDE (1998), así como la revisión del esquema de competencias constitucionales (artículos 73, 115, 117, 118 y 124).

37 Obsérvese que se trata de meras actividades de fomento de las que difícilmente puede esperarse una política energética coordinada. El artículo 8 señala: “El Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría de Energía podrá suscribir convenios y acuerdos de coordinación con los gobiernos del Distrito Federal o de los Estados, con la participación en su caso de los Municipios, con el objeto de que, en el ámbito de sus respectivas competencias: I. Establezcan bases de participación para instrumentar las disposiciones que emita el Ejecutivo Federal de conformidad con la presente Ley; II. Promuevan acciones de apoyo al desarrollo industrial para el aprovechamiento de las energías renovables; III. Faciliten el acceso a aquellas zonas con un alto potencial de fuentes de energías renovables para su aprovechamiento y promuevan la compatibilidad de los usos de suelo para tales fines; IV. Establezcan regulaciones de uso del suelo y de construcciones, que tomen en cuenta los intereses de los propietarios o poseedores de terrenos para el aprovechamiento de las energías renovables, y V. Simplifiquen los procedimientos administrativos para la obtención de permisos y licencias para los proyectos de aprovechamiento de energías renovables”. El artículo 30, por su parte, establece: “El Ejecutivo Federal, los gobiernos de las entidades federativas, del Distrito Federal y de los Municipios, podrán firmar convenios con los Suministradores con objeto de que, de manera conjunta, se lleven a cabo proyectos de aprovechamiento de las energías renovables disponibles en su territorio”.

38 Artículo 36 bis. Para la prestación del servicio público de energía eléctrica deberá aprovecharse, tanto en el corto como en el largo plazo, la producción de energía eléctrica que resulte de menor costo para la Comisión Federal de Electricidad y que ofrezca, además, óptima estabilidad, calidad y seguridad del servicio público, a cuyo efecto se observará lo siguiente: I. Con base en la planeación del Sistema Eléctrico Nacional, elaborada por la Comisión Federal de Electricidad, la Secretaría

de Energía determinará las necesidades de crecimiento o de sustitución de la capacidad de generación del sistema. II. Cuando dicha planeación requiera la construcción de nuevas instalaciones de generación de energía eléctrica, la Comisión Federal de Electricidad informará de las características de los proyectos a la Secretaría de Energía. Con base en criterios comparativos de costos, dicha dependencia determinará si la instalación será ejecutada por la Comisión Federal de Electricidad o si se debe convocar a particulares para suministrar la energía eléctrica necesaria. III. Para la adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público, deberá considerarse la que generen los particulares bajo cualesquiera de las modalidades reconocidas en el artículo 36 de esta Ley. IV. Los términos y condiciones de los convenios por los que, en su caso, la Comisión Federal de Electricidad adquiera la energía eléctrica de los particulares, se ajustarán a lo que disponga el Reglamento, considerando la firmeza de las entregas. V. Las obras, instalaciones y demás componentes serán objeto de Normas Oficiales Mexicanas o autorizadas previamente por la Secretaría de Energía.

39 Esto se aprecia en CONAE (2001).

40 En el ordenamiento jurídico mexicano ya existen las siguientes Normas Oficiales Mexicanas: 1. NOM para la protección al medio ambiente durante la construcción, explotación y abandono en el uso de energía eólica (en fase de aprobación); 2. NOM para determinar el rendimiento térmico y la funcionalidad de los calentadores solares (en vigor); 3. NOM para calentadores solares, que tiene por objeto establecer los criterios para el aprovechamiento de la energía solar en establecimientos nuevos y remodelaciones en el Distrito Federal (en vigor).

41 Particularmente, nos referimos a las disposiciones que debe emitir la CRE y que se establecen en el artículo 7 de la LAERFTE: I. Expedir las normas, directivas, metodologías y demás disposiciones de carácter administrativo que regulen la generación de electricidad a partir de energías renovables, de conformidad con lo establecido en esta Ley, atendiendo a la política energética establecida por la Secretaría; II. Establecer, previa opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y la Secretaría de Energía, los instrumentos de regulación para el cálculo de las contraprestaciones por los servicios que se presten entre sí los Suministradores y los Generadores; III. Solicitar al Suministrador la revisión y, en su caso, la modificación de las reglas de despacho, para

dar cumplimiento a las disposiciones de esta Ley; IV. Solicitar al Centro Nacional de Control de Energía la adecuación de las reglas de despacho para garantizar el cumplimiento de la Ley; V. Expedir las metodologías para determinar la aportación de capacidad de generación de las tecnologías de energías renovables al Sistema Eléctrico Nacional. Para la elaboración de dichas metodologías considerará la información proporcionada por los Suministradores, las investigaciones realizadas por institutos especializados, las mejores prácticas de la industria y demás evidencia nacional e internacional; VI. Expedir las reglas generales de interconexión al Sistema Eléctrico Nacional que le deberán proponer los Suministradores, escuchando la opinión de los Generadores, y VII. Expedir los procedimientos de intercambio de energía y los sistemas correspondientes de compensaciones, para todos los proyectos y sistemas de autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción por energías renovables, que estén conectados con las redes del Sistema Eléctrico Nacional.

42 El artículo 14 de la LAERFTE dispone que las contraprestaciones deberán incluir pagos por los costos derivados de la capacidad de generación y por la generación de energía asociada al proyecto. Las contraprestaciones podrán depender de la tecnología y de la ubicación geográfica de los proyectos.

43 En la misma línea, consideramos que las disposiciones contenidas en el proyecto de Reglamento en materia de licitaciones generan un régimen paralelo de contratación que no cuenta con suficiente sustento legal y podría operar en los límites del artículo 134 de la Constitución. Nos referimos concretamente a algunas disposiciones. El artículo 38 establece: El suministrador llevará a cabo licitaciones separadas para proyectos de generación renovable y para proyectos de cogeneración eficiente, de acuerdo con las metas que establezca el programa, referidas en las fracciones I y II del artículo 17 de este Reglamento. Las convocatorias y bases de licitación que se emitan para la generación renovable responderán a las metas establecidas en el programa y deberán ajustarse a los principios siguientes: I. Las convocatorias podrán ser nacionales o regionales; II. Señalarán la capacidad máxima solicitada y su rango de variación permitido; III. Los participantes podrán ofrecer la capacidad total solicitada o una capacidad parcial; IV. Las bases de la licitación procurarán la máxima flexibilidad posible a los interesados para plantear el contenido técnico de sus propuestas en cuanto a tecnología específica,

diseño, ingeniería, construcción y ubicación de las instalaciones, y V. Se incluirán mecanismos para incentivar tanto a aquellos proyectos de generación que aporten capacidad en firme al sistema como a aquellos que puedan estar disponibles en la horas de mayor demanda de la red eléctrica. El artículo 39 señala: La Comisión elaborará los criterios y metodologías necesarios para la determinación de contraprestaciones máximas aplicables a las diversas licitaciones, con base en los costos eficientes estimados para el desarrollo de los proyectos más una utilidad razonable. La determinación de las contraprestaciones máximas podrá sujetarse a cualquiera de los siguientes esquemas: I. Contraprestaciones por capacidad y energía que reflejen, respectivamente, los costos fijos, incluyendo el rendimiento sobre la inversión, y los variables en que incurra el permisionario, y II. Una contraprestación por unidad de energía que incorpore las retribuciones por concepto de capacidad y de energía. El artículo 41 establece: El convenio se adjudicará a quien ofrezca la energía eléctrica requerida al menor costo, tomando en cuenta lo siguiente: I. En caso de que las bases de licitación establezcan las contraprestaciones referidas en la fracción I del artículo 39 del presente Reglamento, las propuestas se compararán con base en el costo económico total de largo plazo, y II. En caso de que las bases de licitación establezcan las contraprestaciones referidas en la fracción II del artículo 39 del presente Reglamento, las propuestas se compararán con base en la contraprestación incluida en cada una de ellas. El artículo 43 señala: La Comisión publicará los modelos de contrato y las reglas de precedencia que regirán la adquisición por parte del Suministrador de energía eléctrica producida por los generadores renovables y por los cogeneradores eficientes fuera de convocatoria, de acuerdo a las metas establecidas en el Programa. Asimismo, regulará las contraprestaciones a cargo del Suministrador que preverán los contratos para la entrega de dicha energía. El artículo 44 establece: La entrega de electricidad al Sistema Eléctrico Nacional por generadores renovables y por cogeneradores eficientes fuera de convocatoria se podrá llevar a cabo con los permisos correspondientes otorgados por la Comisión, conforme a lo establecido en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento, en lo que resulten procedentes.

## Bibliografía

### **Cámara de Diputados, 2008.**

Dictamen. *Gaceta Parlamentaria*. Sesión del 28 de octubre de 2008.

### **Cámara de Senadores, 2008.**

Dictamen. *Gaceta del Senado*. Sesión del 23 de octubre de 2008.

### **De María y Campos, M. et al., 2008. CONUEE, Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (anteriormente, CONAE), 2001.**

*Las energías renovables en México y el mundo. Semblanza*. México: CONAE.

### **Cortés Campos, J., 2007.**

*Derecho Administrativo y Sector Eléctrico: Elementos de Regulación*. México: Porrúa.

### **Falcón, R., 2009.**

*Ten Big Questions Facing Mexico's Energy Reform*. Decision Brief, mayo, 2009, México: CERA.

### **Flores García, R., 2008.**

Regulación en el sector energético: energéticos renovables. *XIV Seminario de Ahorro de la Energía, Cogeneración y Energía Renovable*. México, 16 de octubre, 2008.

### **García Ochoa, R., 2008.**

El papel de las energías renovables en la política energética nacional. *Revista Legislativa de Estudios Sociales y de Opinión Pública*, Vol. 1, Núm. 2, diciembre, 2008, pp. 225-250.

### **Gobierno Federal, 2008.**

*Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética*, México: DOF 28-11-2008.

### **Herrera y Lasso, J., 1933.**

*La industria eléctrica. Lo que al público interesa saber*. México: CNFM.

### **OCDE, Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos, 1998.**

*Decentralisation and Local Infrastructure in Mexico. A New Policy for Development*. París: OCDE.

---

**Sasse, D., 2009.**

*Nueva Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el financiamiento de la Transición Energética. Reporte, 12 de enero, 2009, México: Goodrich Riquelme y Asociados.*

**SENER, Secretaría de Energía, 2005.**

*Energías renovables para el desarrollo sustentable en México. México: SENER.*

**SENER, Secretaría de Energía, 2005.**

*Prospectiva sobre la utilización de las energías renovables en México. Una visión al año 2030. México: SENER.*

**SENER, Secretaría de Energía–GTZ  
Cooperación Técnica Alemana, 2006.**

*Energías renovables para el desarrollo sustentable en México. México: SENER, GTZ.*

**SENER, Secretaría de Energía, 2007.**

*Programa Sectorial de la Energía 2007-2012. México: SENER.*

**SENER, Secretaría de Energía, 2009.**

*Proyecto de Reglamento de la LAERFTE, 18 de junio, 2009. México: SENER.*

# 4.

## Energía hidroeléctrica

Ing. Luis Héctor Valdez Báez  
y Dr. Sergio Romero Hernández

### 4.1 Introducción

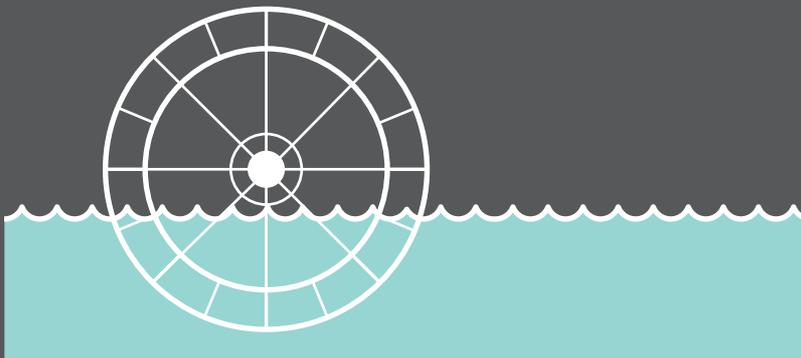
La energía hidroeléctrica es una fuente renovable, cuyo origen es la radiación del sol que llega a la Tierra, generada por medio del “ciclo hidrológico” (Figura 4.1). A medida que se calienta el agua de los mares se forman las nubes. La mayoría de las nubes se descarga en forma de lluvia en el mar, mientras que el viento mueve el resto hacia los continentes. La lluvia, al caer, se infiltra parcialmente en el subsuelo, otra parte se evapora y el resto escurre. Así se forman arroyos en las montañas, que después se convierten en ríos y siguen su curso hasta el mar.



Figura 4.1  
Ciclo hidrológico.

Fuente: Mataix, 2005.

Los desniveles o caídas de los ríos y la cantidad de agua que se puede utilizar son importantes para aprovechar la energía del agua, (Mataix, 2005). Por lo regular, las pendientes tienden a ser pronunciadas en las partes altas de los ríos, formando cascadas de decenas de metros o “rápidos”. Conforme se avanza hacia las partes bajas el río tiende a reducir su perfil o pendiente y ya no hay tantos “rápidos”; sin embargo, el caudal del agua se incrementa notablemente. Por lo tanto, resulta atinado decir que los ríos, a pesar de ser “planos” o presentar poca pendiente en las zonas costeras, tienen tanta agua que, en muchos casos, se pueden navegar con embarcaciones medianas o grandes.



*Figura 4.2*  
Rueda hidráulica con alimentación inferior.

*Fuente: Valdez, 2009.*

El aprovechamiento de la energía hidráulica se remonta, al parecer, al siglo II aC, cuando aparecieron en Asia Menor las primeras ruedas hidráulicas, impulsadas por la parte inferior, para la molienda de trigo (Figura 4.2). Luego se descubrió que si el agua impulsaba a la parte superior de la rueda se aumentaba la eficiencia de la molienda.

En la época del Imperio Romano, hacia el año 300 de nuestra era, se construyeron molinos hidráulicos de dimensiones importantes para uso, principalmente, en la molienda de granos (Viejo et al., 1977). Estos se acoplaban mediante engranes de madera y su capacidad llegaba a 3 toneladas de granos por hora. Esta capacidad era suficiente para atender a una población de 80 mil habitantes, lo que para la época se consideraba una gran urbe. Tiempo después, durante la Edad Media en Europa, se generalizó el uso de la rueda hidráulica con la construcción de complejos sistemas de engranes de madera. Gracias a esta tecnología se logró una potencia mecánica máxima de 50 caballos.

La evolución en la generación de energía hidráulica se debió, en gran medida, a la participación del británico John Smeaton. Poniendo en práctica sus habilidades como ingeniero mecánico, diseñó una máquina hidráulica para los jardines botánicos reales en Kew, en 1761, así como un molino de agua en Alston, Cumbria, en 1767. Varios historiadores lo señalan como el inventor del eje y las primeras grandes ruedas hidráulicas de hierro colado.

A mediados del siglo XIX, se diseñaron las primeras turbinas hidráulicas (dispositivos mecánicos que convierten en forma eficiente la energía cinética de un flujo de agua en un giro o par mecánico). De ellas destaca la desarrollada por el ingeniero francés Benoit Fourneyron (Parres, 1966). En su diseño, la rueda se encuentra en posición horizontal (al contrario de las grandes ruedas verticales tradicionales), con dos juegos de aspas curvadas en direcciones opuestas, lo cual generaba una mayor potencia del flujo de agua. Por otra parte, en Estados Unidos surgieron las turbinas tipo Pelton –para grandes caídas y poco gasto– diseñadas por el ingeniero Lester Allis Pelton, y las de tipo Francis –para caídas y gastos medios– creaciones del ingeniero inglés James B. Francis.

Al inicio del siglo XX, con el desarrollo del generador eléctrico de corriente alterna inventado por el ingeniero Nikola Tesla, se construyeron las primeras centrales hidroeléctricas de importancia en la zona del río Niágara, en Canadá. Para 1915, en la antigua Checoslovaquia, el ingeniero Victor Kaplan concibió una turbina que aprovechaba un gran caudal y poca caída o carga hidráulica. Algunas otras turbinas, consideradas como variantes de las tres principales y que nacieron hacia mediados del siglo XX, son la Banki, la Turgo y la Deriaz. La Figura 4.3 presenta algunos ejemplos de las turbinas más utilizadas.

## Tecnología existente



Turbina Pelton



Turbina Francis



Turbina Tubular  
(Axial)



Turbina Banki



Turbina Kaplan  
(Axial)

**Figura 4.3**  
Tipos de turbinas hidráulicas más comunes.

Fuente: Elaboración propia con fotos de varios fabricantes.

---

## 4.2

# Principio de funcionamiento

Los factores naturales que afectan al potencial de los pequeños sistemas hidráulicos son la cantidad de flujo de agua y la altura de la pendiente por donde se precipita. El flujo se relaciona con el promedio anual de precipitación, y la pendiente depende, principalmente, de la topografía de la región. Para que una instalación hidroeléctrica sea exitosa se requiere una cabeza alta (la longitud desde el punto más alto de la planta), ya sea artificial o natural, por la que el agua sea desviada a través de una tubería hacia una turbina directamente acoplada a un generador. Éste convierte en electricidad a la energía cinética del agua que desciende. Por último, el agua se descarga por un tubo hacia el río a un nivel más bajo.

La energía teórica disponible para un sistema hidroeléctrico equivale al producto de la masa del agua por la altura de la cabeza. Las pérdidas provocadas por imperfecciones en el diseño de la maquinaria y de los conductos tienen que considerarse en todos los sistemas hidráulicos. Conforme el agua viaja hacia las turbinas, la fricción interna de los conductos y canales causa una pérdida de energía potencial en el sistema. De igual manera, hay fricción y pérdida de calor en la turbina, en la caja de engranes y en el generador eléctrico. Si se considera una eficiencia del 70% del sistema hidráulico, la energía obtenida por estos sistemas es de alrededor de siete veces el producto del flujo del agua por la altura de la cabeza. Esto se expresa en la siguiente fórmula:

$$P \text{ [kW]} = 7 Q H$$

donde Q son los metros cúbicos por segundo y H la altura de la cabeza, en metros.

Una central hidroeléctrica necesita la energía potencial y el gasto o caudal del agua para producir la energía eléctrica o la fuerza motriz para usos productivos. La energía potencial del agua se relaciona directamente con la elevación que tenga con respecto a un punto dado. Por ejemplo, la energía potencial de un tinaco que se encuentra en la azotea de una casa será mayor si la casa tiene dos niveles que si tiene una sola planta. Después de abrir la llave y de que el agua sale con presión, se descarga al drenaje con

poca velocidad. Es decir, la energía potencial se transformó en energía de presión y de velocidad.

La energía potencial está asociada directamente con la altura que tiene el agua con respecto a un punto o nivel “cero”. En el caso del tinaco, la altura se mide entre el nivel del agua del tinaco y la llave de la cocina (nivel cero). En el caso de una central hidroeléctrica, la altura se consigue al construir una presa o al aprovechar alguna cascada o “rápidos” de un río. El otro componente que interesa en las centrales hidroeléctricas es la cantidad de agua que se puede aprovechar.

En resumen, una central hidroeléctrica requiere:

- Una caída o altura
- Un gasto o caudal ( $m^3/s$ )

## 4.3 Clasificación de las centrales

Los sistemas hidráulicos se dividen en tres categorías, en función del tipo de cabeza y de la naturaleza de la planta. Las plantas de cabeza alta son las más comunes y, generalmente, incluyen una presa para almacenar agua a una altura mayor. Estos sistemas se utilizan en áreas montañosas. Por su parte, las plantas de cabeza baja, con frecuencia, utilizan cabezas de pocos metros de altura y se instalan, comúnmente, en ríos. Asimismo, existe otra categoría en la que se incluyen los sistemas hidroeléctricos suplementarios. En estas instalaciones generadoras, la planta hidroeléctrica está subordinada a otras actividades, como la irrigación, los procesos industriales, la provisión de agua potable o la eliminación de agua de desecho. La producción de electricidad no es el principal objetivo de la planta, pero sí es un subproducto útil.

En términos generales, y sin importar su escala, un sistema típico de hidrogeneración consiste en una estructura que se utiliza para desviar el agua hacia una caída donde se encuentra una turbina o presa, una estructura que alimenta a la turbina con agua para conseguir una velocidad y flujo adecuados, un punto de entrada que canaliza el agua hacia esta estructura, turbinas, generadores eléctricos, instalaciones eléctricas y transformadores. También se necesitan filtros para que no pase basura, escombros o sedimento a la turbina, y un canal artificial que vierta el agua de regreso al río, si es que éste se encuentra muy lejos.

---

Por el punto de entrada, el agua ingresa a un tubo presurizado, el cual alimenta a la turbina uniformemente a una velocidad que garantiza su eficiencia óptima. Para una regulación efectiva de la velocidad de la corriente del agua, en algunos casos se utiliza una válvula automática que dosifica el flujo a la turbina y que permite hacer ajustes frente a las variaciones en la demanda de potencia.

En la planta hidroeléctrica (o cuarto de máquinas) se ubica el equipo hidráulico y eléctrico que se instala en suelo firme. Ahí se encuentra la mayor parte del equipo operativo, incluidos los generadores. Las turbinas se colocan a nivel de piso o por debajo de éste, dependiendo del tipo de turbina que se requiera.

De acuerdo con su capacidad instalada, las centrales hidroeléctricas se clasifican, principalmente, como se indica a continuación:

- Microhidroeléctricas: de 1 a 100 kW.
- Minihidroeléctricas: de 100 a 1000 kW.
- Pequeñas centrales: de 1 MW (1000 kW) a 30 MW.
- Macrohidroeléctricas: de más de 30 MW.

En México, la mayor central hidroeléctrica es la llamada Manuel Moreno Torres, ubicada en Chicoasén, Chiapas. Inaugurada el 29 de mayo de 1981, cuenta con ocho unidades de generación y una capacidad máxima de 2,400 MW.

Las centrales se clasifican también de acuerdo con su concepción arquitectónica y con la forma en que aprovechan la altura:

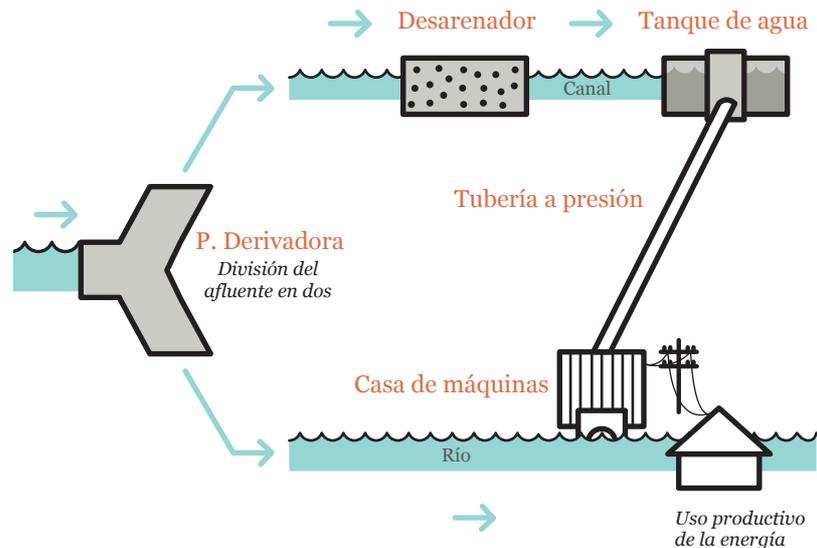
- Centrales sin embalse o al “hilo del agua”.
- Centrales con embalse o presas de almacenamiento.

Las micro, mini y pequeñas centrales son, por lo regular, centrales sin embalse o al “hilo del agua”, en donde la caída se consigue al aprovechar algún desnivel apreciable a lo largo del curso del río. Las macrocentrales tienen, en cambio y generalmente, un embalse o presa de almacenamiento.

### 4.3.1 Central sin embalse o al hilo del agua

La Figura 4.4 presenta un esquema general de este tipo de centrales. Para determinar el sitio en donde es conveniente construir la central, se hacen estudios topográficos e hidrológicos. Los componentes principales de las centrales son los siguientes:

- Una presa derivadora, que desvía parte del flujo del río.
- Un canal de conducción, que conduce el agua en forma controlada.
- Un tanque de carga con un vertedor. Con éste se logra alimentar a las tuberías a presión y se permite el control de fenómenos como el golpe de ariete o del flujo cuando paran las turbinas.
- La casa de máquinas con las turbinas y los generadores más los equipos de control y de transformación de voltaje.
- La línea de transmisión hacia el centro de consumo o para el aprovechamiento directo junto a la casa de máquinas.



**Figura 4.4**  
Esquema de una central sin embalse o al hilo de agua.

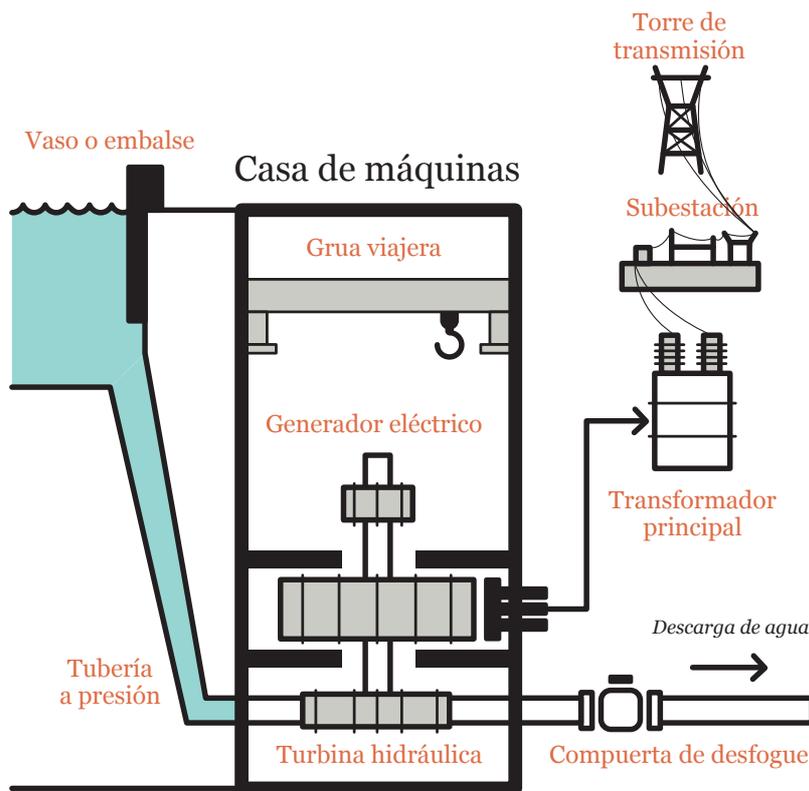
Fuente: Peniche et al., 1998.

### 4.3.2 Centrales con embalse o presa de almacenamiento

Su construcción puede tener como objetivo alguno de los usos múltiples del agua: riego, abastecimiento a ciudades o generación hidroeléctrica. También ofrecen la posibilidad de evitar inundaciones por las crecidas de los ríos. La constitución típica de este tipo de centrales se muestra en la Figura 4.5 y se compone de las siguientes partes:

- Una presa, construida de diversos materiales o rocas que se encuentran relativamente cerca del sitio donde se ubica. Su altura puede ser apreciable, de 50 metros a 200 metros. El volumen de agua que se logra almacenar se mide en miles de millones de metros cúbicos.

- Una casa de máquinas, ubicada al pie de la presa o en una caverna. Por lo regular no existen canales o túneles de conducción y las tuberías a presión están junto a la presa. Dentro se localizan las turbinas y los generadores con todos sus controles y sistemas de protección.
- Una subestación elevadora para alimentar una o varias líneas de transmisión de alta tensión.



**Figura 4.5**  
Esquema de una central con embalse.

Fuente: CFE, 2009.

Casi todas las centrales con embalse pertenecen a la Comisión Federal de Electricidad (CFE). En la última década, tras las modificaciones a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica de 1992, se han construido casas de máquinas y se han instalado equipos para generar electricidad con fines de “autoabasto remoto” de particulares en varias presas con fines de riego. Asimismo, la CFE reacondicionó varias centrales en desuso –cambió turbinas, rebobinó generadores e hizo otras adecuaciones para aumentar su capacidad de generación o para ponerlas en marcha nuevamente–.

### 4.3.3 Tipos de turbinas y rango de aplicación

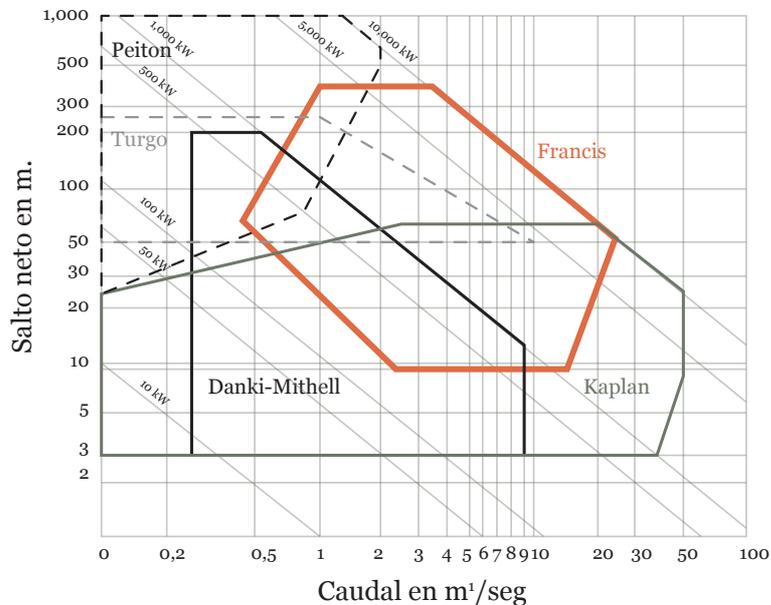
En la parte alta de la cuenca de un río es posible encontrar buenas caídas (de más de 100 metros), pero con poco caudal (menos de 5 m<sup>3</sup>/s). Conforme el río sigue su curso, la cantidad de agua aprovechable aumenta (5 a 10 m<sup>3</sup>/s); sin embargo, las caídas ya no son tan grandes. En la cuenca baja del río, el flujo de agua crece considerablemente (más de 10 m<sup>3</sup>/s), aunque la caída aprovechable se reduce a menos de 20 metros. Lo que hace la tecnología de las turbinas hidráulicas es que permite la adaptación a cada una de estas condiciones. Así es como surgen los diversos tipos de turbinas.

La eficiencia de una turbina es directamente proporcional a su tamaño, así como a su antigüedad. Por esta razón, es importante considerar que la microplanta hidroeléctrica utiliza pequeñas turbinas que tienen una eficiencia de entre 60% y 80%. Por lo tanto, una planta más nueva y de mayor tamaño logrará una mayor eficiencia. Las turbinas hidráulicas funcionan mediante dos mecanismos, dependiendo de su grado de reacción, y se clasifican de la siguiente manera:

- **Turbinas de reacción.** Son aquellas con un grado de reacción distinto a cero. El rotor de la turbina está totalmente inmerso en agua y encerrado en una carcasa para contener su caudal. Las aspas o álabes están perfilados de tal manera que las diferencias de presión en ambos lados de las aspas causan fuerzas sobre los álabes, haciéndolos rotar. Las turbinas más comunes para las pequeñas plantas hidráulicas son las Francis y las Kaplan. En las Francis, la entrada de agua tiene forma de espiral. Las Kaplan se utilizan para flujo axial y con álabes orientables. Las turbinas de reacción requieren una manufactura más sofisticada que las de impulso, pues la disposición de las aspas y la carcasa de la turbina es más complicada y requieren mayor precisión. Este es un factor que las hace menos atractivas para su uso en microhidrogeneración en países en vías de desarrollo. Sin embargo, dado que éstas son más adecuadas para su uso en sitios de cabeza baja (más numerosos que los de cabeza alta y más cercanos a las poblaciones), ya se desarrollan turbinas de reacción fáciles de construir.
- **Turbinas de impulso.** Son aquellas en las que el grado de reacción es igual a cero y el flujo es tangencial. Estas turbinas no funcionan a partir de diferencias de presión dentro de una cámara de agua, sino con base en un chorro de agua que choca contra los álabes, provocando que gire el rodete. El tipo de turbina más común es la Pelton. General-

mente, se utilizan en instalaciones con una cabeza mayor a 50 metros. Es la más eficiente en aplicaciones con un gran desnivel de agua.

La selección de la turbina más adecuada para un emplazamiento específico depende de la caída y del flujo disponible. La selección debe hacerse también hacerse en función de la velocidad operativa que se desea obtener del generador. Cada turbina tiene una “velocidad específica”, una medida de su desempeño. A grandes rasgos, las turbinas de reacción son mejores cuando la caída no es grande y las de impulso son más adecuadas cuando es grande. La Figura 4.6 presenta el rango de aplicación de los diversos tipos de turbina, en función de la caída y del gasto que se puede aprovechar. Este rango aquí mostrado corresponde a las pequeñas centrales, minicentrales o microcentrales.



**Figura 4.6**  
Rango de aplicación de turbinas hidráulicas.

Fuente: Peniche et al., 1998.

Cabe aclarar que, por lo regular, se suelen instalar dos o más turbinas en una central hidroeléctrica. La gráfica de la Figura 4.6 indica el rango de aplicación para una sola turbina. Por ejemplo, si se cuenta con un caudal de 40 m³/s y una caída de 10 metros, se consideraría la posibilidad de instalar dos unidades del tipo Kaplan.

## 4.4 El aprovechamiento actual del potencial mundial

Un aspecto importante que se debe considerar es el potencial de generación eléctrica. La generación de energía hidroeléctrica representa un gran porcentaje de la generación total a partir de fuentes renovables en el mundo. La Tabla 4.1 muestra los porcentajes de energía renovable en la producción de electricidad de 2003 para varios países y regiones.

### Porcentaje de energía renovable en la producción de electricidad.

	% de la energía renovable en la producción doméstica de electricidad	% de la energía no renovable en la producción doméstica de electricidad	% del uso global de energía hidráulica en la generación eléctrica	% del uso global de energía no hidráulica renovable en la generación eléctrica
<b>OCDE</b>				
Estados Unidos	9.3%	2.4%	10.5%	30.2%
Canadá	59.2%	1.7%	12.8%	3.1%
México	13.1%	4.0%	0.8%	2.7%
Europa pertenece a OCDE	17.5%	3.6%	17.6%	37.0%
Japón	11.2%	2.1%	3.6%	6.8%
Corea	2.0%	0.6%	0.2%	0.6%
Australia	8.0%	0.9%	0.6%	0.7%
<b>Economías en transición</b>				
Antigua Unión Soviética	16.7%	0.2%	8.4%	0.8%
Europa no pertenece a OCDE	24.4%	0.1%	1.7%	0.0%
<b>Países en vía de desarrollo</b>				
África	17.1%	0.3%	3.2%	0.5%
China	15.0%	0.1%	10.7%	0.8%
India	12.8%	0.9%	2.8%	1.7%
Asia (otros)	18.3%	3.2%	5.0%	8.6%
América latina	70.9%	2.6%	21.4%	6.6%
Medio Oriente	2.9%	0.0%	0.6%	0.0%

**Tabla 4.1**  
Porcentaje de energía renovable en la producción de electricidad.

Fuente: IEA, 2003.

OCDE: Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico

En la actualidad, 19% de la energía mundial se produce por hidrogenación (Paish, 2002). La microhidrogenación únicamente representa 5% de la energía producida por hidrogenación a escala mundial (Energy Technology Perspectives, 2006). En algunos países de África y de América Latina, 90% de la energía se produce mediante este proceso, mientras que en Estados Unidos sólo se produce 9% por esta vía (Masters, 2004). Actualmente, cerca de 300 millones de personas en China obtienen energía mediante la hidrogenación (Boyle, 2004).

La microhidrogenación contribuye a la producción de 40 GW, y se espera que, en los próximos años, se produzcan 100 GW. También se prevé que China, el mayor productor, genere 10 GW en la siguiente década (Paish, 2002). El potencial económicamente explotable a escala mundial, con base en datos de la Agencia Internacional de Energía (2005), es el siguiente:

- Capacidad **2180 GW**
- Generación media anual **8180 TWh**

De acuerdo con la misma fuente, el potencial explotado al año 2007 fue el siguiente:

- Capacidad instalada **836 GW (38%)**
- Generación media anual **3000 TWh (36%)**

Los principales países productores de hidroelectricidad son los siguientes:

**Principales países en generación hidroeléctrica.**

País	Generación media anual TWh	Porcentaje %
China	397	13.3%
Canadá	364	12.1%
Brasil	337	11.3%
Estados Unidos	290	9.7%
Rusia	175	5.8%
Noruega	137	4.6%
India	100	3.3%
Venezuela	75	2.5%
Resto del mundo	1,119	37.4%
	<b>2,994</b>	<b>100%</b>

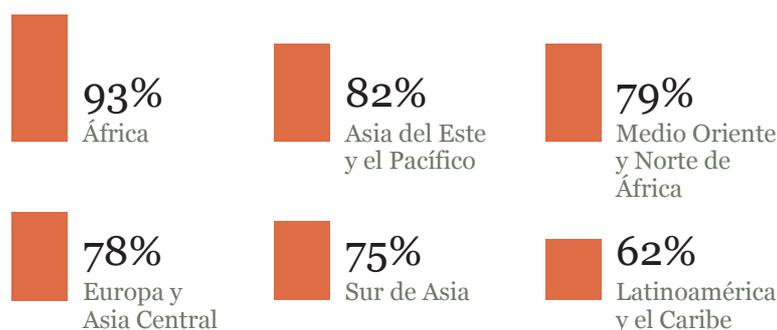
**Tabla 4.2**  
Principales países en generación hidroeléctrica

Fuente: Valdez, 2009.

Como se puede apreciar, aún hay más de 60% de potencial económico mundial sin explotar, tanto en los países citados como en otras regiones.

En marzo de 2009, el Banco Mundial presentó los datos de las regiones y el potencial hidroeléctrico sin explotar. La Tabla 4.3 presenta esos datos.

Potencial hidroeléctrico sin explotar por regiones.  
(Potencial virgen)



**Tabla 4.3**  
Potencial hidroeléctrico sin explotar por regiones.

Fuente: World Bank Group, 2009.

Las grandes oportunidades para el desarrollo de la hidroelectricidad se encuentran en los países en vías de desarrollo. Sin embargo, la Tabla 4.2 demuestra que la región de Latinoamérica y el Caribe es donde existe el menor porcentaje de potencial sin explotar, en comparación con las demás regiones del mundo. Esto se debe, en parte, al desarrollo de las grandes hidroeléctricas en Brasil y Venezuela en los últimos 30 años.

Para el caso de las micro, mini o pequeñas centrales, se puede hacer una subdivisión estadística. Los datos publicados (United Nations, 2005) son los siguientes:

- El potencial mundial total 76 GW
- El potencial explotado 48 GW (63%)
- En construcción (al año 2010) 8 GW

Es sobresaliente el caso de China, pues concentra el 55% del potencial explotado. El resto de Asia representa 14%, Europa el 22% y Latinoamérica sólo el 3%. Sin embargo, existen planes que nos permiten prever que, en los próximos 10 años, la región latinoamericana incrementará su capacidad instalada en plantas minihidráulicas, de 1,350 MW a 3,000 MW.

## 4.5 El aprovechamiento actual del potencial nacional

En el caso de México, la mayor parte de la energía renovable se genera a partir de procesos hidroeléctricos. Estos pertenecen a las grandes centrales hidroeléctricas; el problema es que requieren elevadas inversiones económicas, largos períodos para su construcción e intervención del gobierno para su instalación. Asimismo podrían, en algún momento, ocasionar problemas ambientales y sociales debido a la gran superficie (con una topografía especial) que ocupa el embalse y a la necesidad de reubicar a la población desplazada. Estos inconvenientes y los altos costos que implica mitigar los impactos han provocado que la generación con grandes centrales hidroeléctricas sea una opción cada vez menos viable.

### 4.5.1 Potencial macrohidroeléctrico

La Comisión Federal de Electricidad estima el potencial hidroeléctrico nacional en 52,427 MW (Tabla 4.4). La cifra anterior incluye tanto al potencial económicamente explotable como al que no lo es. Por ejemplo, se observa que hay alrededor de 5,000 MW de potencia factible en 30 sitios y 11,380 MW en operación. El total de la potencia instalada en las centrales en operación representa el 22% del potencial total. Se puede apreciar que aún existen oportunidades de seguir desarrollando el potencial hidroeléctrico nacional.

#### Potencial hidroeléctrico nacional, 2007.

Nivel de estudio	Clave	Número de proyectos	Potencia instalada MW	Generación media anual GWh
Identificación	ID	330	21,934	64,476
Gran visión	GV	116	7,890	18,720
Prefactibilidad	PF	34	5,307	13,040
Factibilidad	F	30	4,986	14,815
Construcción	C	1	750	1,413
Operación	O	57	11,380	21,908
<b>Total</b>		<b>583</b>	<b>52,427</b>	<b>132,959</b>

**Tabla 4.4**  
Potencial hidroeléctrico nacional, 2007.

Fuente: Elaboración propia, con base en CFE, 2000 y CFE, 2009.

La CFE ordena, por medio del Programa de Obras de Inversión del Sector Eléctrico (POISE), la forma en la que iniciarán operaciones las futuras plantas de generación (CFE, 2009). En la versión más reciente de dicho programa (período 2009-2018) se aprecian, entre otros, los siguientes aspectos de la hidroelectricidad:

- En 2007, la capacidad total instalada (de todas las fuentes energéticas) fue de 51,029 MW.
- De esta cifra, 11,328 MW correspondieron a hidroeléctricas; es decir, el equivalente a 22.2%.
- Se planea que, en 2018, la capacidad total sea de 63,184 MW.
- La hidroelectricidad podría aumentar en 2,124 MW en cuatro nuevas centrales y conservar, en forma aproximada, su contribución a la capacidad total instalada del país.

En términos de generación bruta anual, las cifras del POISE indican que:

- En 2007, la generación bruta total fue de 232,552 GWh. La hidroelectricidad representó el 11.6%.
- En 2018, dicha cifra será de 329,912 GWh. La participación hidroeléctrica representará entonces 10%.

Con respecto a los beneficios hacia el medio ambiente, se sabe que la producción de electricidad a partir de una fuente renovable como la hidráulica evita la emisión a la atmósfera de alrededor de 0.54 toneladas de CO<sub>2</sub> por cada MWh. Así, el “secuestro” de CO<sub>2</sub>, gracias a las nuevas hidroeléctricas planeadas, será de 6,015,000 MWh x 0.54 –equivalente a 3.24 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>–.

#### 4.5.2 Potencial minihidroeléctrico

En el capítulo 1 del estudio de CONAE de 1995 se observaba que el potencial mundial de las minicentrales hidráulicas era de 30,000 MW, incluidas las que estaban en construcción o en fase de diseño. En 2004, esa cifra aumentó a 48,000 MW, de un total estimado de 131,100 MW. Esto quiere decir que se ha desarrollado, en total, 36%. Por otra parte, de acuerdo con estudios de potencial macro realizados en otros países se sabe que, en México, el potencial de pequeña generación representa el 7.13% del potencial macro.

La cifra del potencial nacional minihidráulico, publicada por CONAE en 1994, es de 3,250 MW –que representa el 6.2% del potencial macro indicado por CFE en etapa de “identificación” o muy preliminar–. En 2009, se hizo una nueva estimación del potencial minihidroeléctrico nacional, con base en datos publicados por la Comisión (CFE, 2000); misma que se presenta por regiones del país en la Tabla 4.5.

La cifra de 3,453 MW se compara bien con el dato publicado por CONAE en el año 1994. Es conveniente recordar, sin embargo, que la potencia media es una estimación preliminar basada en el gasto medio que se presenta en el río a lo largo del año. La potencia por instalar resulta de estudios con más detalle, en los que se ha optimizado o determinado el gasto económico que se puede aprovechar. Cabe destacar que algunos de los sitios que se mencionan se encuentran en fase de preconstrucción.

#### Actualización del potencial minihidro nacional.

Región	# sitios	Pot. media MW	Valor promedio MW/central
Golfo	42	303	7.2
Papaloapan	35	390	11.1
Grijalva	26	428	16.4
Costa Oaxaca y Guerrero	36	550	15.2
Costa Michoacán y Jalisco	53	750	14.1
Costa Nayarit y Santiago	22	390	17.7
Pacífico Norte	38	642	17.0
<b>Total</b>	<b>252</b>	<b>3,453</b>	<b>13.7</b>

**Tabla 4.5**  
Actualización del potencial minihidro nacional.

Fuente: Elaboración propia, con datos de CFE, 2000.

Por otro lado, se sabe que en la Comisión Reguladora de Energía (CRE) existen en total 22 permisos para generar electricidad en hidroeléctricas pequeñas, por un total de 217.7 MW y con una generación autorizada de 1,082 GWh por año (CRE, 2009).

Para completar el panorama, la Tabla 4.6 presenta el estado de todas las centrales minihidráulicas que existen o que están en proceso de construcción.

**Tabla 4.6**  
Centrales minihidráulicas en México.

Fuente: Elaboración propia, con datos de CFE, 2009.

Centrales minihidráulicas en México.

Tipo de central	#	Potencia instalada MW
Centrales públicas en operación	41	390
Centrales privadas en operación	12	70
Centrales privadas en construcción al año 2010	8	104
<b>Total</b>	<b>61</b>	<b>564</b>

Se puede observar que la capacidad instalada de las centrales privadas en construcción representa cerca del 150% de la capacidad instalada hasta este momento. También se aprecia una tendencia a utilizar presas ya construidas para instalar centrales hidroeléctricas, lo cual reduce los costos de inversión en comparación con una central al “hilo del agua”.

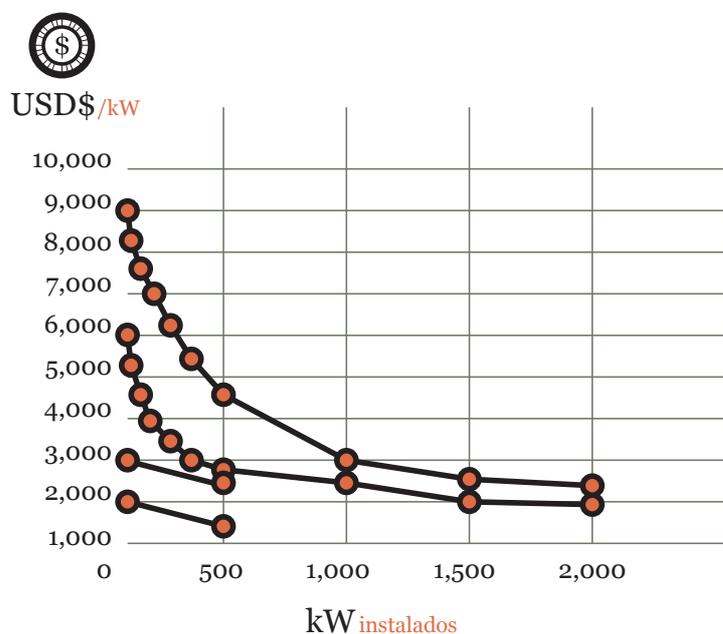
## 4.6 La tecnología de las centrales hidroeléctricas

La tecnología de las centrales hidroeléctricas se divide en dos: obras civiles y equipos electromecánicos. Y México es reconocido mundialmente por su gran experiencia en el diseño de obras civiles y en el montaje de equipos electromecánicos. La primera central de importancia, la central Mazatepec, se construyó en 1958 en el estado de Puebla (CFE, 1994) con una potencia instalada de 55 MW. A lo largo de los siguientes 50 años, se construyeron otras 18 grandes hidroeléctricas y, actualmente, está en construcción la central La Yesca, de 750 MW, que se estima será inaugurada en 2012.

A pesar de su experiencia en obra civil, en México los equipos principales, como las turbinas hidráulicas y los generadores, son de fabricación extranjera, y sólo se integran algunos componentes en territorio nacional. En ese sentido, no se espera que esta situación cambie en el futuro debido a que el diseño de una gran turbina hidráulica (de más de 100 MW) es único. Para cambiar el panorama sería necesario contar con el respaldo y la experiencia de muchas décadas de las contadas empresas fabricantes en el mundo.

En el caso de las pequeñas centrales, el escenario es diferente. De las centrales en construcción, los equipos principales se han integrado parcialmente en México. Es el caso de los generadores eléctricos de hasta 5 MW, diseñados y fabricados con tecnología propia o con licencia. Otros componentes producidos parcialmente son los controles y los tableros de protección. A medida que el mercado potencial para el suministro de equipos en pequeñas centrales hidráulicas se vuelva más atractivo, podrán producirse más componentes en el país.

El costo de estos proyectos varía en un rango de USD\$0.02-0.06 por kWh (Energy Technology Perspectives, 2006). Dicha variación se debe al lugar y al país que lo está desarrollando. Este costo puede exceder los USD\$10,000/kW; sin embargo, es posible reducirlo usando la tecnología disponible a un costo de USD\$1,000/kW (Paish, 2002). En la siguiente Figura 4.7 se muestra el rango de costos de un proyecto de microhidrogeneración.



**Figura 4.7**  
Rango de costos de un proyecto de microhidrogeneración.

Fuente: Paish, 2002.

El generador eléctrico representa menos del 5% del costo total de la planta. En general, los costos para la pequeña, mini y microhidrogeneración se minimizan más rápido debido al potencial de reducción de equipo eléctrico en estos sistemas (Natural Resources Canada, 2004).

En cuanto a los costos de inversión para los pequeños sistemas hidráulicos, estos varían en función de las especificaciones del lugar, como la topografía y la hidrografía, y de las características locales, como cuestiones de planeación y administración, aceptación social o esquemas financieros. Los elementos más importantes para definir los costos son la ingeniería civil, el equipo y la turbina. Los costos de ingeniería civil son mayores para instalaciones con cabeza alta porque necesitan conductos más largos.

Las turbinas son el componente estándar más costoso (en contraste con la ingeniería civil, la cual es específica de cada país). La mayoría de éstas no se producen en masa, sino que se diseñan y fabrican en forma individual, de manera que se pueda optimizar la energía que se espera obtener. Sus costos son superiores para las plantas con cabeza baja, mientras que la inversión necesaria es más baja en plantas de cabeza alta, debido a que la pendiente permite que la cantidad de agua requerida para generar energía sea menor.

Por su parte, el equipo eléctrico representa alrededor del 25% del costo total de la planta, cualquiera que sea la altura de la cabeza. Éste incluye el generador, el transformador, el controlador, el sistema de protección y las líneas de acceso.

Aunque las plantas pequeñas, mini o microhidráulicas de cabeza alta tienden a producir electricidad más costosa, su valor puede ser mayor, ya que, generalmente, poseen una mayor capacidad de almacenamiento y pueden inyectar energía en períodos de gran demanda y cobrar tarifas más altas. Asimismo, la inversión se compensa con un costo bajo de operación y mantenimiento, ya que sólo requieren de un operador para funcionar (Energy Technology Perspectives, 2006). Por último, gozan de una vida larga, de 50 años o más.

## 4.7 Apoyos a desarrolladores de pequeñas centrales

Desde que se aprobaron los cambios en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en 1992, se ha brindado apoyo a empresas o grupos que desean desarrollar pequeñas centrales hidroeléctricas. A continuación se presentan los principales beneficios:

- 
- Se creó el Contrato de Interconexión para Fuentes de Energías Renovables, a través del cual la energía sobrante producida se puede acumular en el Banco de Energía de la CFE para su aprovechamiento o venta en los siguientes 12 meses.
  - Las inversiones en maquinaria y equipo para la generación de energía a partir de fuentes renovables son deducibles al 100% de la inversión en un solo ejercicio.
  - La CFE paga el kWh de excedentes de autoabastecimiento al 85% del Costo Medio de Corto Plazo (CMCP) en el nodo en que se entrega, o al 70% si la planta se encuentra todavía en período de prueba. Por ejemplo, el CMCP promedio para Veracruz, en enero de 2009, fue de USD\$0.048/kWh.
  - A los pequeños productores se les paga al 95% del CMCP.

## 4.8

# Retos para el desarrollo de las pequeñas centrales

A la fecha, existen algunos desafíos a vencer para lograr que proliferen las minicentrales mexicanas. Los principales son:

- Se planea que, para 2012, las fuentes minihidráulicas aporten 3% de la capacidad eléctrica nacional (1,700 MW) –una meta aparentemente difícil de alcanzar–.
- La Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética establece que las instalaciones, para su generación, no podrán superar los 30 MW de capacidad.
- Falta de coordinación de esfuerzos entre instituciones para que se publique el potencial nacional económicamente explotable.
- Debe permitirse el desarrollo minihidráulico en ríos en veda en caso de demuestr que no afecta a la agricultura y que tendrá un impacto ambiental mínimo.
- La CFE, con apoyo del INEGI, debe publicar planos estatales de la red eléctrica de distribución (líneas y subestaciones).
- Se deben adaptar o adoptar normas que regulen la interconexión segura o la generación distribuida de hasta 10 MW.
- La CFE debe analizar y demostrar, caso por caso, la determinación del punto de interconexión y el voltaje para las líneas de distribución.

## 4.9

# Conclusiones y recomendaciones

La tecnología de las centrales hidroeléctricas es madura y representa una oportunidad para el abastecimiento sustentable de energía. A escala mundial, el potencial macrohidroeléctrico explotado es del 38 %, mientras que en México esta cifra es del 22%. Por su parte, el potencial minihidroeléctrico explotado en el mundo y, en particular, en México es del 36% y del 6%, respectivamente.

El desarrollo de centrales importantes en el mundo se inició a principios del siglo XX. En el caso de México, desde los años 50, se construyeron las primeras grandes hidroeléctricas para el sistema interconectado nacional. Por lo tanto, el país cuenta con un potencial macrohidroeléctrico de 137,977 GWh/año y una potencia de 52,427 MW en 583 sitios o proyectos. La explotación de ese potencial en 72 centrales era, en 2000, de 18.2% en términos de generación media anual y de 19.4% en términos de potencia instalada.

El potencial minihidráulico aún no se conoce al 100%. Mientras que en 1995 la estimación de la CONAE (antes CONUEE) lo ubicaba en 3,200 MW, hoy se sabe que México ha desarrollado sólo el 6% de su potencial. Para contextualizar, un dato: en el 40% del estado de Veracruz el potencial minihidráulico viable es de 475 MW; en tanto que existen, al menos, seis regiones similares en el sur del país que requieren una evaluación que determine su potencial similar. Por eso, es preciso realizar un esfuerzo coordinado para terminar de analizar, lo antes posible, el potencial económico minihidráulico nacional. De lograrlo, se podrían desarrollar de 500 a 800 MW a partir de esta fuente energética en los próximos 10 años.

Sin embargo, la CFE sólo considera atractivo el estudio de proyectos cuya capacidad de generación sea mayor a 40 GWh/año. A pesar de que estima que existe un gran número de sitios con capacidad inferior a 40 GWh/año, no los considera útiles para satisfacer las demandas del Sistema Eléctrico Nacional. Sin embargo, bajo la figura de autoabasto, es posible el desarrollo de minicentrales para dar servicio a la industria o a los municipios. En ese sentido, los ahorros potenciales irían del 10% al 40 % con respecto a las tarifas de CFE.

---

Ahora bien, es posible desarrollar la industria minihidráulica con equipos producidos, hasta en un 80%, en México. La Comisión Reguladora de Energía ha otorgado permisos para operar pequeñas centrales hidráulicas por 217 MW, y algunas de ellas están en construcción. Por otra parte, los proyectos hidroeléctricos de pequeña escala son amigables con el medio ambiente, pues su impacto es mínimo y está plenamente identificados. De fomentarse su implementación, contribuirán al manejo sostenible de las cuencas y a la mejora en la calidad de vida de las comunidades aledañas.

Una ventaja de las centrales hidroeléctricas es que se adaptan bien a los diferentes usos del agua en las actividades agrícolas, en el uso urbano o industrial. En la mayoría de las presas cabe la posibilidad de construir una central hidroeléctrica; incluso, se puede aprovechar el agua residual de las grandes ciudades y hasta armonizar su actividad con el ecoturismo. Afortunadamente, el marco jurídico y regulatorio permite el desarrollo de plantas minihidráulicas en México con una capacidad de 174 MW.

Por último, la generación de electricidad a partir de la microhidráulica podría representar una gran alternativa para las regiones rurales del país, ya que ofrecería un tipo de energía económica, limpia y relativamente fácil de obtener. Lo anterior, por tanto, significaría un gran adelanto para responder a la falta de suministro actual y al impacto ambiental asociado a la construcción de presas y grandes plantas hidroeléctricas.

## Bibliografía

**Boyle, G., 2004.**

*Renewable Energy: Power for a Sustainable Future.* New York: Oxford University Press.

**CFE, 1994.**

*40 años de experiencia en la construcción de centrales hidroeléctricas en México.* México: CFE.

**CFE, 2000.**

*Potencial hidroeléctrico nacional.* México: CFE.

**CFE, 2006.**

*Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico.* Subdirección de Programación: Gerencia de Evaluación y Programación de Inversiones. México: CFE.

**CFE, 2009.**

Plan de obras del sector eléctrico, 2009-2018. México: CFE.

**Comisión para el Ahorro de Energía, 1995.**

*Estudio de la situación actual de la minihidráulica nacional y potencial en una región de los estados de Veracruz y Puebla.* México: CONUE.

**CRE, Estadísticas, 2009.**

[http://www.cre.gob.mx/pagina\\_a.aspx?id=22](http://www.cre.gob.mx/pagina_a.aspx?id=22). Fecha de consulta: mayo, 2009.

**IEA, International Energy Agency, 2005.**

Paris: IEA

**IEA, International Energy Agency, 2006.**

Energy Technology Perspectives. Paris: IEA

**Masters G., 2007.**

*Introduction to Environmental Engineering and Science,* New Jersey: Prentice Hall

**Mataix, C., 2005.**

*Mecánica de fluidos y máquinas hidráulicas.* Madrid: Alfaomega.

**Natural Resources Canada, 2004.**

Micro-Hydropower Systems: A Buyers Guide, Ottawa: NRCan

---

**Paish, O., , 2002.**

*Micro-Hydro Power: Status and prospects, Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Londres: ProQuest Science Journals.*

**Parres, J., 1966.**

*Máquinas hidráulicas.* México: Tesis Reséndiz.

**Peniche, C. et al., 1998.**

*Manual de pequeña hidráulica.* Bruselas: ESHA, Comisión Europea.

**United Nations, 2005.**

*Título Renewables Global Status Report: 2009 Update.* París: REN21 Secretariat.

**Valdez, L., 2009.**

Fuentes renovables de energía hidráulica y minihidráulica. (Diplomado en Eficiencia Energética, Energías Limpias y Desarrollo Sustentable). México: UNAM /ANES/CONUEE.

**Viejo, M. y Alonso, P., 1977.**

*Energía hidroeléctrica.* México: Limusa.

**World Bank Group, 2009.**

*Directions in Hydro Power.* Washington: The World Bank.

---

# 5.

## Bioenergía, parte I: biomasa y biogás

*Dr. Juan Mata Sandoval  
y Dr. Omar Romero-Hernández*

*Colaboradores principales:  
Ing. Mauricio Alarcón,  
Ing. Emiliano Detta Silveira  
e Ing. Josué Zárate Ramos*

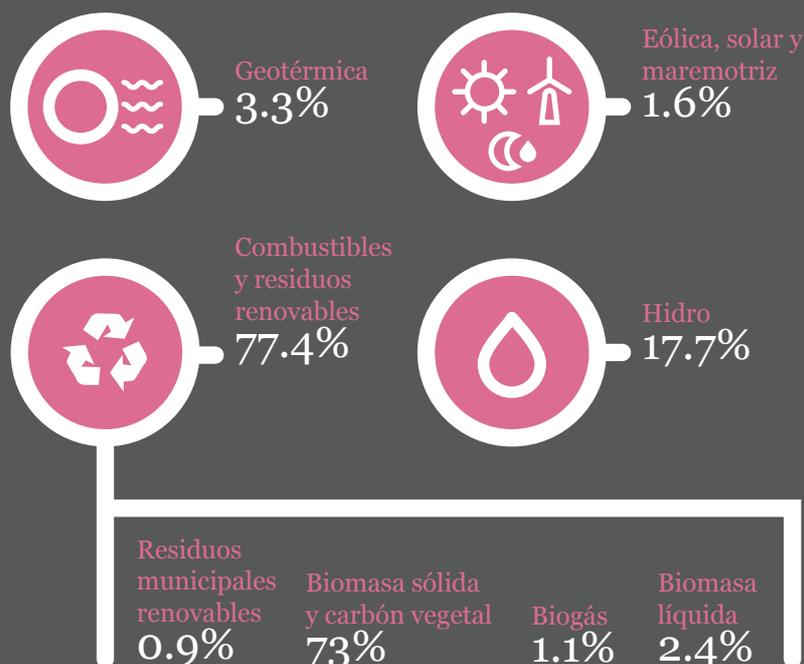
### 5.1

#### Introducción

La bioenergía se obtiene a partir de la biomasa, es decir, de la materia orgánica que se origina en un proceso biológico en el que las plantas aprovechan la energía radiante del sol y la transforman en energía química a través de la fotosíntesis. Una porción de esa energía química queda almacenada en forma de materia orgánica, la cual puede recuperarse al quemarla directamente o al transformarla en combustible.

Este tipo de energía se produce, generalmente, a partir de biocombustibles sólidos, de biocombustibles líquidos y del biogás. La leña, el carbón y los residuos agrícolas son sólidos susceptibles de quemarse directamente o gasificarse para producir calor y electricidad. Por su parte, los combustibles líquidos (bioetanol y biodiesel) se producen, en su mayoría, a partir de cultivos energéticos como la caña de azúcar y las plantas oleaginosas, entre otros. Por último, los residuos municipales, industriales y pecuarios son precursores de los combustibles gaseosos, conocidos como biogás (REMBIO, 2009).

La bioenergía es, sin duda, uno de los principales actores en el suministro mundial de energía. De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2009), la oferta de energía a partir de la biomasa sólida, de la biomasa líquida o del biogás representó, en conjunto, más del 75% de la energía primaria mundial proveniente de fuentes renovables (Figura 5.1).



**Figura 5.1**  
Distribución de la oferta de energía primaria mundial a partir de fuentes de energía renovable en el año 2007 (total 1492 Mtoe); el papel de la biomasa.

Fuente: IEA, 2009. Los porcentajes parciales han sido redondeados.

En México, las cifras del potencial de la bioenergía ampliamente contrastan con las de su aprovechamiento. El rango de valores del potencial de generación de bioenergía en el país oscila entre 3,035 y 4,055 PJ al año; sin embargo, son cifras que poco se acercan a lo que ocurre en el escenario actual, en donde únicamente se generan 408 PJ (GBEP, 2008).

En este capítulo se expondrán los aspectos relacionados con la biomasa sólida y el biogás; mientras que en el siguiente se analizará el tema de los biocombustibles líquidos. A continuación se presenta un análisis más detallado de la bioenergía.

## 5.2 Biomasa

Desde hace millones de años, la biomasa ha sido una fuente de energía fundamental para los seres vivos. En el caso de los humanos, ésta se convirtió en una de las principales fuentes energéticas –sobre todo la que se encuentra en forma de leña o estiércol seco– desde el desarrollo de la producción agrícola. Actualmente, un tercio de la población mundial obtiene energía a partir de la biomasa sólida (IEA, 2007). Con excepción del carbón de madera, este recurso suele recolectarse y usarse directamente, a diferencia de otras fuentes de energía que, generalmente, se venden.

### 5.2.1 Generalidades de la biomasa

La biomasa es toda materia orgánica que se encuentra disponible en forma renovable o recurrente. Dicho de otra manera, es todo material derivado, directa o indirectamente, de reacciones fotosintéticas ocurridas recientemente (Van Loo, 2008). El término biomasa, por lo tanto, abarca una amplia gama de materiales orgánicos, recientemente producidos a partir de plantas y animales que se alimentan de ellas, que se pueden recolectar y transformar en energía útil (IEA, 2007).

Este material se clasifica en primario, secundario y terciario, en función de la etapa de procesamiento de la que éste se derive (ORNL, 2007). Así, la biomasa primaria se produce directamente por la fotosíntesis e incluye todas las plantas terrestres y acuáticas que se utilizan como alimento, fibra y combustible. Este tipo de biomasa se emplea solamente en pequeñas porciones como materia prima para la producción de bioenergía.

Los residuos y subproductos procedentes de las plantas de alimentos, de fibra y de madera, entre otras, son la principal fuente de biomasa secundaria. Ésta, generalmente, pasa por una transformación que implica una descomposición física o química sustancial de la biomasa primaria. La entidad procesadora puede ser una fábrica o un animal. Algunos ejemplos de biomasa secundaria son el aserrín de los aserraderos, el licor negro (que es un subproducto de la fabricación de papel) y el suero de queso.

Por su parte, la biomasa terciaria incluye los residuos y desechos “posconsumidor”, como grasas, aceites, escombros de la madera de construcción y de la demolición; otros residuos de madera de entornos urbanos, resi-

duos de envases, residuos sólidos urbanos (excepto plásticos y componentes no orgánicos), y gases de rellenos sanitarios.

De acuerdo con la terminología unificada sobre bioenergía (UBT, por sus siglas en inglés), publicada por la Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación (FAO, 2004), los biocombustibles se clasifican en función de: (i) los sistemas de producción, como cultivos energéticos, subproductos y productos de utilización final; (ii) los sectores económicos, entre los que se incluyen los dendrocombustibles, los agrocombustibles y los subproductos de origen municipal, y (iii) los tipos de madera, como la biomasa leñosa, la biomasa herbácea, los frutos y las semillas, incluidas las mezclas. La Tabla 5.1 resume esta clasificación. Sus propiedades como combustible son notablemente uniformes, en comparación con el carbón

### Clasificación de los recursos biomásicos según su origen y características.

		Biomasa leñosa	Biomasa herbácea	Biomasa de frutas y semillas	Varios (incluidas mezclas)
		<b>Dendro-Combustibles</b>	<b>Agrocombustibles</b>		
Cultivos energéticos	<b>Directos</b>	Árboles de bosques energéticos Árboles de plantaciones energéticas	Plantas herbáceas energéticas Cultivos energéticos de cereales enteros	Cereales energéticos	
Subproductos	<b>Indirectos</b>	Subproductos del aclareo Subproductos de extracción Subproductos de la industria de la madera – licor negro	<i>Subproductos agrícolas:</i> Paja Subproductos de la elaboración de fibras	Huesos, cáscaras, vainas Subproductos de la industria de la alimentación	Subproductos animales Subproductos hortícolas Subproductos paisajísticos Biolodos Subproductos de mataderos
Materiales derivados de otros usos	<b>De recuperación</b>	Madera usada	Productos de fibra usados	Productos de frutas y semillas usadas	Subproductos de origen municipal Desperdicios de cocina Fangos de aguas residuales

**Tabla 5.1**  
Clasificación de los recursos biomásicos según su origen y características.

*Fuente: FAO, 2004. Conforme a la fuente, el término “subproductos” engloba los llamados impropriamente residuos y desechos sólidos, líquidos y gaseosos, derivados de actividades de elaboración de la biomasa.*

o el petróleo. Por ejemplo, la biomasa presenta un valor calorífico mucho menor al de los combustibles comunes (entre 17 y 20 MJ por tonelada frente a 54 MJ por tonelada para la gasolina). Además, está compuesta, en su mayoría, por celulosa. A continuación se muestran algunos valores “típicos”, o rango de valores, para algunas propiedades químicas, físicas y de composición de la biomasa.

Propiedades químicas, físicas y de composición de la biomasa.

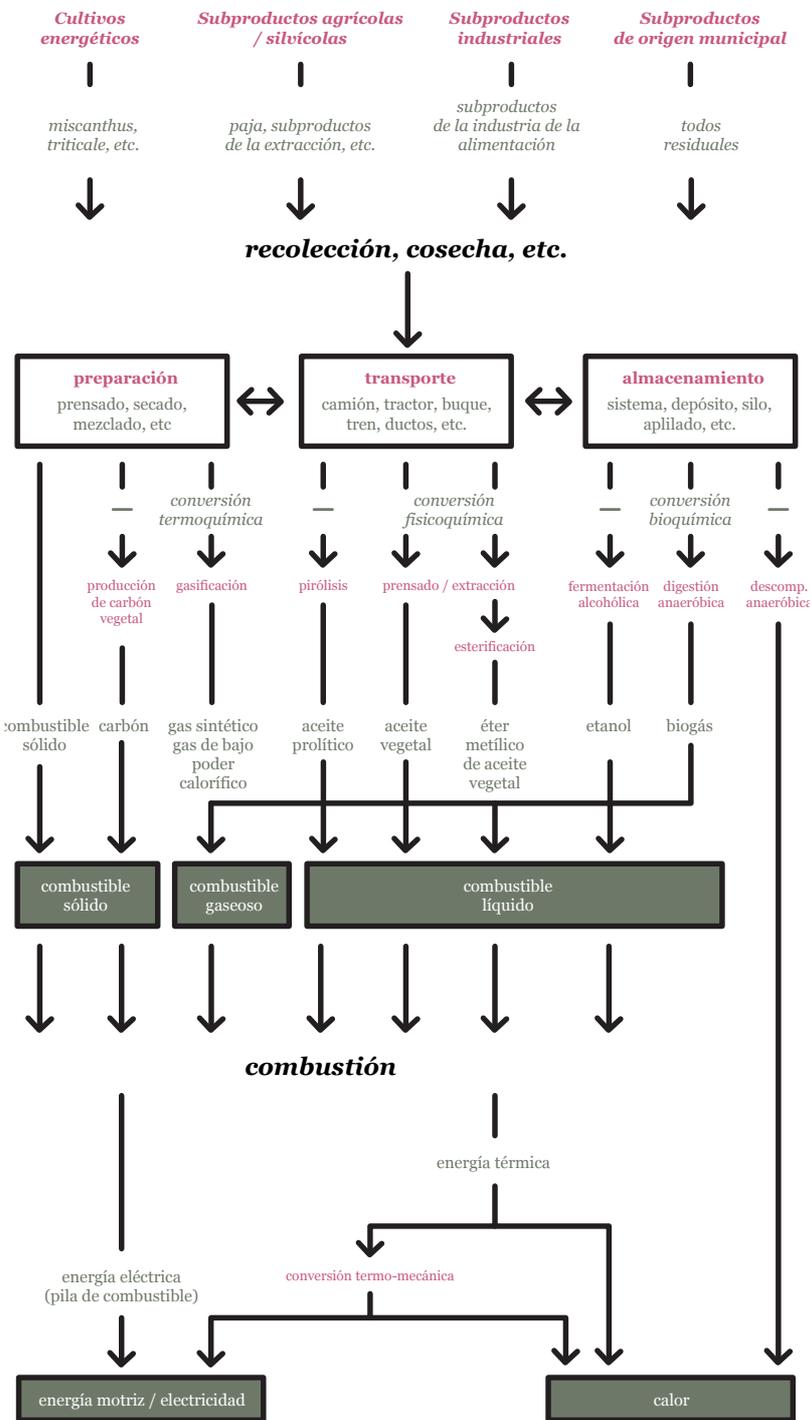
Propiedades / tipos de biomasa	Valor calorífico bruto (Gj/t)	Ceniza (%)	Composición			Características físicas	
			Celulosa (%)	Hemi-celulosa (%)	Lignina (%)	Longitud de fibras de celulosa (mm)	Densidad de carga (kg/m <sup>3</sup> )
Rastrojo de maíz	17.6	5.6	35	28	16-21	1.5	—
Sorgo dulce	15.4	5.5	27	25	11	—	—
Caña de azúcar, bagazo	18.1	3.2-5.5	32-48	19-24	23-32	1.7	50-75
Madera dura (angiospermas)	20.5	0.45	45	30	20	1.2	—
Madera blanda (coníferas)	19.6	0.3	42	21	26	—	—
Híbrido (virutas de madera)	19	0.5-1.5	42-56	18-25	21-23	1-1.4	150
Bambú	18.5-19.4	0.8-2.5	41-49	24-28	24-26	1.5-3.2	—
Hierba	18.3	4.5-5.8	44-51	42-50	13-20	—	108
Miscanthus	17.1-19.4	1.5-4.5	44	28	17	—	70

**Tabla 5.2**  
Propiedades químicas, físicas y de composición de la biomasa.

Fuente: ORNL, 2006.

### 5.2.2 Tecnologías de aprovechamiento energético de la biomasa

Existen muchos métodos para producir calor, energía motriz, electricidad e incluso combustible a partir de la biomasa. Algunos de estos métodos se presentan en la Figura 5.2 y se explican, posteriormente, con más detalle en las siguientes secciones.



**Figura 5.2**  
Métodos para producir calor, energía motriz, electricidad y combustible a partir de la biomasa.

Fuente: FAO, 2004.

Los métodos para aprovechar la biomasa se clasifican, según su calidad como energético, en energía de la biomasa tradicional, energía de la biomasa mejorada y energía de la biomasa moderna.

La energía de la biomasa tradicional se refiere a la combustión directa –y a menudo ineficiente– de la madera, el carbón de leña, las hojas, los residuos agrícolas y animales y los desechos humanos y residuos urbanos. Generalmente se usa para la cocción de alimentos, el secado y la producción de carbón. La energía de la biomasa tradicional es una fuente de energía local y de fácil acceso que satisface las necesidades energéticas de un porcentaje significativo de la población. Asimismo, tiene un bajo costo y no requiere una transformación antes de usarse.

Las tecnologías mejoradas de la energía de la biomasa tradicional (IBT, improved traditional biomass) son las eficientes para la combustión directa de biomasa, por ejemplo, en cocinas y hornos mejorados. Este tipo de tecnologías incluye un rediseño de los dispositivos donde se realiza la combustión, aunque sus fines son similares a los de los métodos tradicionales (para la cocción de alimentos, calefacción, entre otros).

La energía de la biomasa mejorada se refiere a la conversión de ella en combustibles avanzados con mayor densidad energética (mayor cantidad de energía por volumen) como los combustibles líquidos y el gas. Este cambio también incluye los procesos que transforman a la biomasa en energía eléctrica. Por último, la energía de la biomasa moderna comprende el aprovechamiento de materias primas, como la caña de azúcar o los residuos de procesos agrícolas, y su permutación en combustibles líquidos empleados en el transporte. Existe una gran cantidad de tecnologías ya desarrolladas para el aprovechamiento de la biomasa en forma sólida, líquida o gaseosa. Algunas de ellas se muestran en la Tabla 5.3.

Existen cuatro clases de generación primaria de electricidad a partir de la biomasa: de disparo directo (*direct-fired*), de co-combustión o combustión combinada (*co-firing*), de gasificación y aquellos sistemas que emplean combustibles líquidos.

Las tecnologías de conversión de la biomasa para la calefacción y la electricidad son bastante similares a las que utilizan los combustibles fósiles, lo que facilita su sustitución. Existen cuatro clases de generación primaria de electricidad a partir de la biomasa: de disparo directo (*direct-fired*), de co-combustión o combustión combinada (*co-firing*), de gasificación y los

Tecnología para generación eléctrica,  
por materia prima.

Materia prima (biomasa cultivada)

Tecnología de generación eléctrica	colza	semilla de girasol	maíz	trigo	cebada	hierba	átamo	sauce	miscanthus	carrizo	sorgo dulce
Cogeneración con biogás o gas de tiraderos (con motor de gas) - pequeña y gran escala			×	×	×	×	×	×	×	×	×
Cogeneración con gas de madera (pilas de combustible) - pequeña escala							×	×			
Cogeneración con gas de madera (con microturbinas de gas y gasificador) - pequeña escala							×	×			
Cogeneración con gas de madera (con motor de gas y gasificador) - pequeña escala							×	×			
Cogeneración con miscanthus gasificada (con motor de gas)							×	×	×	×	
Co-combustión o combustión combinada (en planta de gas de ciclo combinado)			×	×	×	×	×	×	×	×	
Planta de cogeneración local con virutas de madera							×	×			
Planta de cogeneración local con virutas de madera con ciclo térmico orgánico ( <i>organic ranking cycle</i> )							×	×			
Co-combustión o combustión combinada en planta de combustión de carbón (turbina de vapor)							×	×			
Planta de cogeneración con aceite de colza o biodiesel (motor de diesel) - pequeña y gran escala	×	×									
Planta de incineración de residuos sólidos	×	×									

**Tabla 5.3**  
Tecnología para generación eléctrica, por materia prima.

Fuente: EEA, 2008.

sistemas que utilizan combustibles líquidos. La ventaja es que pueden utilizarse en proyectos de pequeña escala (como en granjas) o de gran escala (para proporcionar electricidad incluso a ciudades pequeñas).

El combustible de biomasa se quema en una caldera para producir vapor de alta presión. El vapor se introduce en una turbina donde los flujos, a través de una serie de palas aerodinámicas, causan la rotación de ésta que, a su vez, se conecta a un generador para así producir electricidad. Estas

calderas cuentan con una capacidad de entre 20 y 50 MW, a diferencia de las plantas de carbón que van de 100 a 1,500 MW. Las plantas de combustión son menos eficientes que las plantas convencionales de carbón, pues tienen una eficiencia de alrededor del 20% –y, en el mejor de los casos y bajo técnicas específicas, de hasta un 40%–.

La manera más eficiente y rentable de convertir a la biomasa en electricidad es a partir de la co-combustión, o combustión combinada, de biomasa y carbón en plantas de energía modernas. En cuanto a la gasificación de biomasa integrada en las plantas de turbina de gas (BIG, biomass integrated gasification), ésta aún no es comercial: sin embargo, los ciclos combinados de gasificación integrada (IGCC, integrated gasification combined cycle) con licor negro ya se encuentran en uso. También se puede aplicar la gasificación en biorrefinerías, lo que podría abrir la puerta a la producción de bioproductos químicos, de electricidad y de biocarburantes más efectivos en términos de costos. Otro caso es el de la digestión anaeróbica (DA) para la producción de biogás, que ya se utiliza en granjas o en aplicaciones fuera de la red. En México, algunos de estos métodos se encuentran en operaciones en granjas bovinas y porcinas.

Las plantas que emplean combustibles líquidos generados a partir de la biomasa de aceites vegetales, como el aceite de palma o de girasol, trabajan comúnmente con motores diesel. En la mayoría de los casos, este aceite se mezcla con un alcohol (generalmente metanol) para la conversión a biodiesel (como se explica en el siguiente capítulo). Aunque el biodiesel se utiliza en el transporte, también puede aprovecharse para generar electricidad.

Por último, las plantas de cogeneración (*combined heat and power*) ya se destinan para la producción combinada de calor y electricidad en todo el mundo. En modo de cogeneración total, la eficiencia energética puede alcanzar entre 85% y 90% (IEA, 2007); por eso dicha tecnología resulta cada vez más atractiva.

En cuanto a los sistemas que se utilizan para generar electricidad, la co-combustión (combustión combinada) seguirá siendo la más rentable y la más efectiva en el corto plazo. Esto se debe a que la electricidad que proviene de plantas de carbón representa todavía el 40% de la producción mundial. En el largo plazo, las biorrefinerías y las plantas podrían ampliarse considerablemente. De hecho, algunas proyecciones de la IEA indican que la participación de la biomasa en la producción de electricidad aumentaría, del actual 1.3%, a 3% o 5% para 2050.

---

Lo ya señalado es tan sólo una pequeña contribución en comparación con el potencial de la biomasa total estimado (entre 10% y 20% del suministro de energía primaria en 2050) –si se llegase a emplear también para la generación de calor y la producción de combustibles para el transporte (IEA, 2007)–. Y es que las estimaciones se basan en el supuesto de que no habrá escasez de agua y de que aumentará el rendimiento de la agricultura alimentaria en las próximas décadas, en parte debido a los cultivos modificados genéticamente. El uso de tierras no arables también podría desempeñar un papel importante. Las estimaciones actuales, sin embargo, son inciertas.

### 5.2.3 Aprovechamiento actual y potencial

Mientras que las tecnologías de la biomasa mejorada se emplean, principalmente, en países desarrollados, las de la biomasa tradicional siguen siendo las más importantes para países en vías de desarrollo. Por ejemplo, en algunas regiones del mundo en desarrollo la energía de la biomasa desempeña un papel vital para cubrir la demanda energética local, ya que es la responsable de satisfacer la demanda de cerca de 2 mil 400 millones de personas (IEA, 2007). Asimismo, varias industrias basan sus operaciones en la biomasa y contribuyen considerablemente al fortalecimiento de las empresas y a la generación de ingresos en las zonas rurales.

En cuanto a las tendencias de uso, las estadísticas disponibles indican que la proporción de la biomasa en el consumo mundial de energía ha sido constante en los últimos 30 años. La energía proveniente de la biomasa representó el 11% y 14% del consumo final de energía del mundo en 2000 y 2001, respectivamente. La IEA estimó en 2003 que, a escala mundial, la proporción de la biomasa en el total del consumo de energía era comparable con la de la electricidad en un 15% y con la del gas en un 16%.

Aproximadamente, 40% de la población mundial dependió de la energía de la biomasa en el año 2000 (IEA, 2008), y se espera que este valor siga en aumento, particularmente en los países en desarrollo. En ese sentido, la IEA calcula que el consumo final de energía de la biomasa se incrementará en la mayoría de las regiones, aunque a un ritmo más lento que el consumo de energía convencional. No obstante, la proporción de energía de la biomasa en el total del abastecimiento mundial energético no aumentará y se espera que se mantenga en torno al 10% (FAO/GBEP, 2007). También se prevé que la proporción de la biomasa en el suministro de energía total en los países en desarrollo (África, Asia y América Latina) disminuya en el mismo período

debido a la sustitución de la biomasa por keroseno y gas licuado de petróleo, entre otros factores.

Un estudio realizado por el Instituto Internacional de Análisis de Sistemas Aplicados (IIASA) y el Consejo Mundial de Energía (CME) espera un incremento mundial en el uso de la energía de la biomasa. En el documento se indica que el consumo mundial en 1990 era de 5.4 Gtoe y que, para el año 2020, será de entre 6.7 y 7.5 Gtoe. En 2050, el potencial de la energía de la biomasa habrá aumentado y será de entre 8.8 y 10.8 Gtoe (Fischer y Schrattenholzer, 2001). En los escenarios de IIASA-CME se toma en cuenta la competencia por la tierra entre la bioenergía y la producción de alimentos, por lo que pueden considerarse como escenarios más optimistas. Otros estudios parecen indicar también el crecimiento de la energía de la biomasa en el abastecimiento mundial, aunque a ritmos diferentes.

Potencial mundial de la biomasa - IIASA-CME  
(Millones de toneladas de petróleo equivalente, Mtoe).

**Tabla 5.4**  
Potencial de biomasa.

Fuente: Fischer  
y Schrattenholzer, 2001.

Recurso 2020 (Mtoe)	480 a 499	1,791 a 2,925	2,971 a 3,535	994	516	6752 a 7569
	Residuos agrícolas	Madera	Cultivos energéticos	Residuos animales	Residuos sólidos	Total

En el ámbito regional, la proporción de energía de la biomasa en el consumo energético total varía de forma significativa entre las regiones en desarrollo, que registran un alto consumo, y las regiones desarrolladas. Según la IEA, aproximadamente 50% de la población en los países en desarrollo se apoya en la energía de la biomasa, aunque algunas regiones, como África, registran una mayor proporción. Esto parece confirmarlo varios estudios que muestran una correlación entre los niveles de pobreza y el uso tradicional de la biomasa en muchos países en desarrollo. Es decir, mientras más pobres son los países, más dependen de la biomasa tradicional como fuente de energía (IEA, 1998).

El aprovechamiento de la bioenergía en México representa el 8% de la demanda de energía primaria y está centrada en el uso de la leña como combustible residencial y en las pequeñas industrias, así como en el uso del bagazo de caña en ingenios. Es importante destacar, para el caso de

la leña, que el consumo reportado es sólo residencial, ya que no existen datos de consumo en los sectores público y comercial. Actualmente, alrededor de la cuarta parte de la población mexicana, entre 25 y 28 millones de habitantes, cocina con leña (INEGI, 2004). En 2002, el uso de la leña como fuente de energía representó casi 40% del uso total de energía en el sector residencial en México (320 PJ). En particular, el 89% de la población rural cocina con leña. En un estudio reciente se estimó que la producción potencial técnica de las fuentes de biomasa en México asciende a 3,641 PJ al año (SEMARNAT, 2008), y un gran porcentaje del total corresponde a la biomasa. La Tabla 5.5 proporciona información más detallada sobre la producción potencial técnica de las fuentes de biomasa en México.

Origen o fuente de la biomasa	Producto primario	Unidades	Cantidad producto primario	Portador de energía procesada	Unidades de producción secundaria	Portador de energía procesada	Posibles usos competitivos	Contenido energético PJ/año
<b>Combustibles de madera</b>								
Bosques naturales	Madera	Mt (materia seca)/año	101	Varios	Varios	N/A	Leña y carbón para uso doméstico	1,515
Plantaciones forestales (eucalipto)	Madera	Mt (materia seca)/año	23	Varios	Varios	N/A	Madera construcción y celulosa	345
Subproductos de origen forestal	Residuos de madera	Mt (materia seca)/año	3	Varios	Varios	N/A	Industrias de la celulosa	63
<b>Agrocombustibles</b>								
Subproductos agrícolas (S-a), cultivos	Varios	Mt (materia seca)/año	15	Varios	Varios	N/A	Comida para ganado	227
S-a, cultivos dedicados (c-d)	Varios	Mt (materia seca)/año	6	Varios	Varios	N/A	Comida para ganado	86
Subproductos agroindustriales, c-d	Varios	Mt (materia seca)/año	29	Varios	Varios	N/A	Bagazo para procesos de calor y energía	431
Subproductos agroindustriales, de industrias	Varios	Mt (materia seca)/año	8	Varios	Varios	N/A	Bagazo para procesos de calor y energía en ingenios azucareros	114
Subproductos pecuarios	Excretas	Mt/ año	35	Biogás	Mm3n	14,449	Fertilizantes	35
Cultivos energéticos (C-E), caña de azúcar	Tallos	Mt/ año	206	Etanol	Mlts / año	8,615	N/A	338
C-E, sorgo grano	Semillas	Mt/ año	10	Etanol	Mlts / año	2,040	N/A	202
C-E, maíz	Semillas	Mt/ año	5.2	Etanol	Mlts / año	3,472	Alimento y forraje	72
C-E, palma de aceite	Frutos	Mt/ año	13	Biodiesel	Mlts / año	1,646	N/A	121
C-E, jatropa	Semillas	Mt/ año	3	Biodiesel	Mlts / año	1,646	N/A	57
<b>Agrocombustibles</b>								
Desperdicios municipales	Materia orgánica	—	—	—	—	—	—	35
								<b>3641</b>

**Tabla 5.5**  
Producción potencial técnica de las fuentes de biomasa en México.

Fuente: SEMARNAT, 2008.

En relación con sus usos finales, la energía generada por la combustión de biomasa se destina principalmente a usos térmicos: cocción de alimentos, calentamiento de agua, calor de proceso en los ingenios (donde también contribuye a la generación de electricidad para consumo propio) y pequeñas industrias. Sin embargo, existen estudios de prospectiva de penetración de la bioenergía en México que muestran que, en un escenario de alta inclusión, ésta podría representar cerca del 16% de la oferta de energía primaria para la generación de electricidad, para el transporte y el sector residencial rural en el año 2030 (Islas, 2007). Por esta razón, es importante entender las implicaciones utilizarla y la promoción de su aprovechamiento en las actividades mencionadas.

La tecnología de cocción más utilizada en México es la de los fogones abiertos a base de leña que, aunque versátiles y económicos, conducen a un uso dispendioso del recurso y a la contaminación de interiores. Por otra parte, dicha materia también se utiliza en pequeñas industrias rurales como tabiquerías, talleres alfareros, panaderías y otras. Por fortuna, el diseño y la construcción de estufas más eficientes volvieron a cobrar impulso en el país, impidiendo el paso del humo a la cocina y disminuyendo las enfermedades respiratorias y de los ojos –además de que los muebles y trastos se mantienen libres de tizne–.

La implementación de nuevas tecnologías para la cocción representa un ahorro aproximado de 40% en la cantidad de leña que normalmente consume un fogón abierto, por lo que reduce el tiempo de recolección de este combustible para el hogar. Además, su construcción genera un bajo costo, lo que significa un ahorro económico para los dueños (SEMARNAT, 2008). Como ejemplo de esta tecnología, en la región centro del país se diseñó la estufa eficiente Patsari como parte de los esfuerzos para diseminar este tipo de activos y promover los beneficios sociales asociados con su utilización (Matera, 2005).

Además de su relevancia como energético, la leña constituye el principal uso de los recursos forestales de México (79% del total) (SEMARNAT, 1999; Díaz, 2000). Cabe señalar que el impacto sobre el recurso no es directamente proporcional al volumen utilizado, pues la mayor parte de la leña proviene de árboles o de ramas muertas, de árboles fuera del bosque, de residuos de madera y de acahuals. Por su parte, el consumo de bagazo se concentra en el sector industrial (88.8 PJ en la producción de azúcar y 0.2 PJ en la de celulosa y de papel). Sin embargo, una gran parte del potencial energético se desperdicia debido a la tecnología obsoleta, como calderas de baja presión, y por la combustión de bagazo muy húmedo.

---

#### 5.2.4 Efectos derivados del aprovechamiento de la biomasa

La biomasa tiene muchas ventajas sobre los combustibles fósiles y otros renovables pues la humanidad a recurrido a ella desde hace varios siglos como una fuente de energía local lista para convertirse, de manera relativamente sencilla, en fuente de calefacción o de cocción de alimentos. En ese sentido, la biomasa podría representar una fuente de energía eléctrica constante las 24 horas, a diferencia de otras fuentes renovables, como el sol o el viento.

La pregunta es si ésta podría utilizarse sustentablemente para generar energía eléctrica o térmica en caso necesario; es decir, si en todos los casos la producción y la utilización de la biomasa resultarían sostenibles en términos sociales, ambientales y económicos. Debe ser una fuente energética que no compita con los alimentos, que no afecte la salud y que no genere emisiones (asociadas a su cultivo y transporte) mayores a las que debería disminuir.

##### *Impactos sociales*

La biomasa, como energético, contribuye a la reducción de la pobreza en los países en desarrollo. Desde la perspectiva social, los proyectos de bioenergía promueven el empleo rural, ofrecen nuevos puestos de trabajo y dan oportunidades de aprendizaje para transferir conocimientos, introducir nuevas técnicas y proporcionar capacitación y oportunidades educativas. La posibilidad de obtener biomasa en todos los estados del país también representa un incentivo en la adopción de esquemas descentralizados para la generación de calor y de electricidad. Esto, a su vez, aumenta las posibilidades de realizar actividades económicas en el campo.

El impacto de las tecnologías de la energía de la biomasa en la población de menos recursos económicos significa, no obstante, un arma de doble filo pues podría incentivar la competencia por los recursos de la biomasa disponible y por la tierra. Por un lado, el riesgo es que la energía de la biomasa moderna de gran escala conduzca a la marginación de la población rural más pobre si no se procede con la cautela y planeación adecuadas. Por otro lado, es posible que el crecimiento y el desarrollo de estas tecnologías pudieran dar lugar a un aumento en los ingresos de estas personas (por ejemplo, los pequeños productores de azúcar).

Aunado a ello, si no se planea de forma adecuada, el desarrollo de la biomasa como fuente de energía llevaría a una competencia por la tierra entre

los que buscan producir alimentos y quienes utilizan los recursos de la biomasa (Maser et al., 2006). Este, sin duda, sigue siendo un tema de discusión; por eso, es necesario continuar con los estudios del potencial y del aprovechamiento de cultivos para seguir desglosando el problema e identificar soluciones específicas.

Bajo esta línea, la propiedad de los recursos de la biomasa presenta un reto adicional. Los bosques son, a menudo, una propiedad pública (comunales), y toda la comunidad utiliza sus productos (leña y madera para estructuras de construcción, por ejemplo). Sin embargo, poco se hace por la recuperación de los recursos mediante la protección y la reforestación. Algunas experiencias en el manejo comunitario de bosques en México son referencia en el ámbito internacional –tal es el caso de San Juan Nuevo, Michoacán–. La cuestión de la propiedad de los recursos de la biomasa, mejor conocida como la “crisis de los bienes comunes”, afecta a los encargados de formular políticas públicas. A menudo, esto se ve agravado por la relación que existe entre el control de los recursos de la energía de la biomasa, las prácticas de tenencia de la tierra y los marcos normativos y de política (FAO, 2008).

Algunos productores señalan que la reducción del precio al mayoreo de la electricidad es una barrera de entrada a proyectos de suministro de electricidad. No obstante, existen otros esquemas que resultan atractivos para algunos productores independientes de energía que deseen suministrar electricidad en zonas rurales alejadas de las redes de distribución.

### ***Impactos económicos***

Debido a la variedad de materias primas y procesos, los costos de la bioenergía son variables. La biomasa, en cambio, puede ser mucho más barata comparada con otros renovables –particularmente la co-combustión–, con costos de capital bastante bajos. La combustión combinada en centrales eléctricas de carbón tiene un costo de capital de entre USD\$50 y USD\$250 por kW, y el costo de electricidad puede ser competitivo (USD\$20 por MWh) si se dispone de materia prima local de bajo costo (sin transporte).

Las principales preocupaciones con respecto a la biomasa se derivan de los altos costos de capital que genera la construcción de algunas plantas. Esto, generalmente, implica no sólo un largo período de retorno de la inversión, sino también la dificultad de atraer a inversionistas. Por esta razón, es indispensable asegurar un suministro de combustible de biomasa en el largo plazo. El problema, en todo caso, tendría que ver con que muchos

---

proveedores de combustible de biomasa son agricultores y no están acostumbrados a los contratos a largo plazo.

Algunas de las tecnologías que utilizan biomasa se encuentran en las primeras etapas de desarrollo y, en general, todavía están pasando por la curva de aprendizaje. Lo anterior representa un riesgo para aquellos inversionistas que no estén dispuestos a aceptar aumentos no previstos en los costos de construcción de una nueva planta. Esto puede verse también como un círculo virtuoso: en la medida en que se adquiera más experiencia, aumentará también el incentivo para construir más plantas. En términos generales, por cada duplicación en la capacidad total instalada de una tecnología de energía, como en una planta de fabricación de biodiesel, los costos de capital se reducirán alrededor de 20%.

A menudo, los inversores tienden a buscar un corto período de recuperación de dos a cuatro años, lo que favorece la conversión de las plantas con bajo costo de capital. Para la generación de calor, las plantas de energía tienen un costo de capital relativamente alto (entre USD\$1,300 y USD\$2,500 por kW), en comparación con el gas o el carbón (con un costo de entre USD\$900 y USD\$2,000 por kW). Los costos de transacción son relativamente altos, especialmente en el desarrollo de plantas de menor escala, ya que tiene un precio similar de tiempo, esfuerzo y dinero conseguir financiamiento para un proyecto de inversión.

La gestión efectiva del riesgo y el establecimiento de plantas de demostración podrían ayudar a reducir estos obstáculos y, con ello, se percibiría un aumento en el número de personas dispuestas a invertir. La concesión de éste aumento en las tasas de depreciación ayudaría a reducir el alto costo de capital y a eliminar las barreras para que se invierta en las plantas de bioenergía.

Otro aspecto crítico es el acceso al financiamiento y a los incentivos gubernamentales. Actualmente, existen pocos o nulos estímulos que contribuyan al desarrollo de este tipo de tecnologías en lugar de los métodos tradicionales. En la gran mayoría de los casos de éxito en proyectos de biogás se cuenta con algún apoyo gubernamental para su realización. Más aun, el apoyo del gobierno es fundamental si se busca obtener créditos por las emisiones no liberadas de carbono que contempla el Protocolo de Kioto.

### ***Impactos ambientales y balance energético***

La biomasa es una forma alternativa de generar energía, ya que es una fuente neutral en términos de emisiones de bióxido de carbono. Esto se

debe a que los vegetales capturan el bióxido de carbono de la atmósfera y lo almacenan hasta que la biomasa pasa por un proceso de combustión. Si la biomasa se almacena correctamente, puede, en algunos casos, actuar como sumidero de carbono. Además, la biomasa tiene la capacidad de restaurar tierras improductivas o degradadas y aumentar la biodiversidad, la fertilidad del suelo y la retención de agua (IEA, 2007).

El balance energético de un proyecto de bioenergía no es siempre favorable. Esto es especialmente cierto en el caso de algunos biocombustibles producidos a partir de cultivos energéticos anuales. En esos casos, la cantidad de insumos de energía en el sistema global puede ser similar, o incluso superior, a la cantidad de bioenergía que provee una unidad de producto. En contraste, en el caso de la biomasa producida a partir de cultivos perennes y que se utiliza para la producción de calor, la energía útil de salida es, por lo menos, de 10 a 20 veces mayor que la energía de entrada. No existe una respuesta única para el balance energético ni tampoco es siempre correcto extrapolar los resultados de otros estudios a las condiciones de nuestro país. La mejor herramienta para entender con precisión los impactos ambientales y energéticos de los sistemas bioenergéticos es el análisis del ciclo de vida (LCA, por sus siglas en inglés). El siguiente capítulo ilustra un LCA del etanol de maíz en México, así como una síntesis con los principales resultados obtenidos a partir de varios LCA en el mundo.

En términos del medio ambiente, la combustión de cualquier tipo de biomasa también genera emisiones de partículas suspendidas, óxidos de nitrógeno y otras sustancias. La biomasa tradicional (especialmente en forma de carbón de leña) también contribuye a la degradación de la tierra y a la deforestación en los países donde el carbón vegetal (proveniente de los bosques naturales y no de plantaciones forestales) se utiliza ampliamente. La contaminación del aire en interiores, derivada del uso de estufas que funcionan con biocombustibles sin la ventilación adecuada, está vinculada a las enfermedades respiratorias en muchas áreas de montaña en países en vías de desarrollo. Además, las mujeres y los niños pobres de zonas rurales gastan una parte importante de su tiempo en la recolección de leña, residuos de cosechas y estiércol animal para usarlos como combustibles en la cocina y para su calefacción.

### ***Nuevas tecnologías, beneficios y retos***

Las tecnologías de IBT podrán contribuir al uso más eficiente y ecológicamente racional de la energía de la biomasa. Las cocinas mejoradas, por ejemplo, están diseñadas para reducir la pérdida de calor, disminuir la con-

---

taminación del aire, aumentar la eficiencia de la combustión y lograr una mayor transferencia de calor. Esto se traduce en reducciones de costos, en menores emisiones locales y en una mejor salud y calidad de vida para sus usuarios. Algunas iniciativas para difundir las tecnologías de IBT han arrojado importantes beneficios tanto para los grupos vulnerables en medios urbanos como para los de medios rurales en ciertas partes del mundo. México cuenta con experiencia en la difusión de este tipo de estufas eficientes, con muy buenos resultados: reducción de 60% en el consumo de leña y de 80% en la contaminación de interiores (Maserá et al 2007).

Las tecnologías modernas de la biomasa tienen la capacidad de brindar mejores servicios basados en la energía disponible y en los recursos de la biomasa agrícola residual. La disponibilidad de la biomasa de bajo costo de energía en las zonas rurales podría proporcionar energía más limpia y servicios más eficientes para apoyar el desarrollo local, promover la protección del medio ambiente y mejorar los combustibles domésticos y los medios de subsistencia rurales. Además, las modernas tecnologías de la energía de la biomasa contribuirían a gestionar mejor los residuos biológicos.

Los estudios existentes indican que, en comparación con otras fuentes de energía primaria, el potencial de generación de empleos de la biomasa moderna se encuentra entre los más altos. Por ejemplo, en Brasil, la producción anual de 14 millones de litros de etanol de caña de azúcar es responsable de la creación de 462 mil empleos directos y 1 millón 386 mil puestos de trabajo indirectos en el país, lo cual corresponde a una tasa anual de 263 mil puestos de trabajo generados.

## 5.3 Biogás

El biogás es una mezcla constituida principalmente por metano y bióxido de carbono, con menores cantidades de sulfuro de hidrógeno y amonio, producto de la descomposición de materia orgánica (biomasa). Generalmente, la mezcla de gas se encuentra saturada con agua en forma de vapor.

Uno de los registros más antiguos que se tienen sobre el uso del biogás se remonta al año 10 aC, cuando en Asiria se utilizaba este recurso para la calefacción de sus baños. De igual forma, hace cientos de años, los chinos excavaban profundas piscinas en forma de cono, en donde almacenaban

estiércoles animales y humanos junto con residuos de alimentos y otros materiales orgánicos. El metano producido por estos materiales se recolectaba y se utilizaba para la cocción de alimentos y como combustible de calefacción. Este método de producción de metano se ha mantenido desde entonces.

Las primeras menciones documentadas sobre biogás se remontan al año 1600, cuando fue identificado por varios científicos como un gas proveniente de la descomposición de la materia orgánica. Posteriormente, en el año 1890, se construyó el primer biodigestor a escala real en India y, hacia 1896 en Exeter, Inglaterra, las lámparas de alumbrado público eran alimentadas por el gas recolectado de los digestores que fermentaban los lodos cloacales de la ciudad. Tras las guerras mundiales comenzaron a difundirse en Europa las llamadas fábricas productoras de biogás, cuyo producto se empleaba en tractores y automóviles de la época. Más tarde, se difundieron los tanques Imhoff para el tratamiento de aguas residuales. El gas generado se utilizaba para el funcionamiento de las propias plantas, en vehículos municipales y en algunas ciudades se llegó a inyectar en la red de gas público. Durante la Segunda Guerra Mundial comenzó la difusión de los biodigestores en zonas rurales, tanto en Europa como en China e India –países que más tarde se transformarían en líderes en la materia–.

Esta relativamente amplia difusión se interrumpió por el fácil acceso a los combustibles fósiles, y no sería sino hasta la crisis energética de la década de los setenta cuando se retomaría, con renovado ímpetu, la investigación y la divulgación en prácticamente todo el mundo, incluso en la mayoría de los países latinoamericanos. Los últimos 20 años han sido fructíferos en cuanto a descubrimientos sobre el funcionamiento del proceso microbio-lógico y bioquímico, gracias a las nuevas tecnologías de laboratorio. Esto, como consecuencia, facilitó el estudio de los microorganismos que interactúan en condiciones anaeróbicas.

Los progresos en la comprensión del proceso microbiológico se han acompañado de importantes logros de la investigación aplicada, con grandes avances en el campo tecnológico. En la actualidad, algunos problemas de índole mundial, como el cambio climático aunado a la amenaza de la disminución de las reservas energéticas, hacen que el biogás sea nuevamente un tema de interés. En México, la construcción de plantas de biogás es incipiente, aunque está creciendo. La mayoría de las construcciones son de escala micro y similares a las que se encuentran en diversas localidades de Asia, con pequeños reactores de entre 2 m<sup>3</sup> y 10 m<sup>3</sup>.

### 5.3.1 Generalidades del biogás

El biogás es un producto de la degradación biológica de sustancias orgánicas en ausencia de oxígeno. Este proceso de degradación bacteriana es conocido como digestión anaeróbica (DA). El biogás contiene entre 50% y 70% de metano, 20% a 45% de bióxido de carbono y gases traza. Su alto contenido de metano lo convierte en una excelente fuente de energía renovable, con potencial para sustituir al gas natural y a otros combustibles fósiles. Existen muchos tipos diferentes de sistemas de DA, que se utilizan en granjas (para el tratamiento de estiércol y otros residuos agrícolas), en la industria (para el tratamiento de residuos alimenticios, de bebidas o de pulpa y de papel), en los municipios (para el tratamiento de lodos municipales y de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos –RSU–), o en plantas que emplean diferentes combinaciones de sustratos.

Cuando el contenido de metano es superior al 45% de la mezcla, ésta se considera inflamable. También están presentes varias impurezas, como monóxido de carbón, carbohidratos saturados o halogenados y siloxanos que se encuentran ocasionalmente presentes en la mezcla. Sus propiedades generales se muestran en la siguiente Tabla:

#### Propiedades del biogás.

Parámetro	Valor
Composición	55-70% metano (CH <sub>4</sub> )
	30-45% bióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )
	Trazas de otro gas
Contenido energético	6.0-0.65 litros de petróleo/m <sup>3</sup> de biogás
Equivalente en combustible	6-12% biogás en el aire
Límites de explosión	650-750 °C (con el contenido de metano arriba mencionado)
Temperatura de ignición	75-89 bar
Presión crítica	-82.5 °C
Temperatura crítica	1.2 kg m <sup>-3</sup>
Densidad normal	30-45% bióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )
Olor	A huevo descompuesto (el olor de biogás desulfurizado es difícilmente perceptible)
Masa molar	16.043 kg kmol <sup>-1</sup>

**Tabla 5.6**  
Propiedades del biogás.

Fuente: IEA, 2007

La formación de metano es un proceso biológico natural que se produce cuando la materia orgánica (biomasa) se descompone en un ambiente húmedo, en ausencia de aire, pero en presencia de un grupo de microorganismos naturales metabólicamente activos (es decir, las bacterias de metano). En la naturaleza, el metano se puede encontrar en pantanos, donde se le conoce como gas de pantano, en el tracto digestivo de los rumiantes, en las plantas para compostaje húmedo y en los campos de arroz inundados. La biomasa adecuada para ser fermentada se denomina “sustrato”.

En general, todos los tipos de biomasa pueden ser utilizados como sustratos, en la medida en que contengan carbohidratos, proteínas, grasas, celulosa y hemicelulosa como componentes principales. Existen también otros elementos que acompañan voluntaria o involuntariamente a los sustratos, y que, en algunos casos, mejoran o perjudican el proceso de generación de biogás.

### 5.3.2 Tecnologías de aprovechamiento energético del biogás

Se puede producir biogás a partir del proceso de DA con las tecnologías que existen actualmente. La DA es, esencialmente, una fermentación microbiana en ausencia de oxígeno que da lugar a una mezcla de gases (principalmente metano y bióxido de carbono), biogás y a una suspensión acuosa o “lodo” que contiene los componentes difíciles de degradar y los minerales inicialmente presentes en la biomasa. La materia prima que se utiliza, preferentemente, para ser sometida a este tratamiento es la biomasa residual con alto contenido de humedad, especialmente de residuos ganaderos y los lodos de aguas residuales urbanas.

La primera etapa de la DA se denomina hidrólisis o licuefacción. Las bacterias hidrolíticas y fermentativas descomponen los carbohidratos, las proteínas y las grasas contenidas en las materias primas de biomasa. Estas sustancias se dividen en ácidos grasos, alcohol, CO<sub>2</sub>, hidrógeno, amoníaco y sulfuros. En la siguiente etapa, la acidogénica, las bacterias siguen descomponiendo los productos de la hidrólisis y los convierten en ácido acético, hidrógeno y CO<sub>2</sub>. En la fase final, estos productos se convierten en biogás a través de bacterias metanogénicas.

Este proceso es el método más prometedor para tratar la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos y otros residuos orgánicos. Las bacterias anaerobias convierten la biomasa en biogás o gas de vertedero, que se

---

puede utilizar para generar energía. No obstante, si se deja por su cuenta, la mayoría del biogás escaparía y se mezclaría con los otros gases de efecto invernadero en la atmósfera. Por eso, en lugar de ser emitido a la atmósfera, el biogás puede ser utilizado de manera constructiva en beneficio de la sociedad. Tradicionalmente, este tipo de desechos han sido considerados como una molestia, con un bajo valor asociado; pero la tecnología del biogás puede convertir los residuos orgánicos en una fuente rentable de energía renovable.

Mediante el proceso de DA, es posible producir biogás a partir de distintos tipos de residuos, incluidos los de las aguas residuales, el estiércol animal y la basura. Las aguas residuales provienen del agua que se ha utilizado para algún propósito, como un proceso industrial, y no es apta para el consumo. Las aguas residuales deben ser tratadas para eliminar agentes patógenos que podrían amenazar la salud humana o animal. A menudo, son acompañadas por el material de desecho sólido, que aumenta el volumen global de los residuos. Esto es evidente en el caso de las aguas residuales municipales, que contienen un alto volumen de sólidos orgánicos de biomasa. La DA puede reducir el volumen de estos sólidos, al mismo tiempo que elimina los patógenos dañinos. Hay más de 30 industrias que producen aguas residuales adecuadas para el tratamiento usando la DA. Esto incluye a las plantas procesadoras de bebidas, de productos químicos, de alimentos, de carne, de leche, de pasta y papel, y de productos farmacéuticos.

Los residuos animales (estiércol) son una excelente fuente de biogás. Cuando el estiércol se digiere anaeróbicamente, se produce biogás. De hecho, esta es la manera más común que se usa en la tecnología de DA. Además, también se obtiene fertilizante del biogás producido a partir del estiércol.

Asimismo, la basura, transportada a un tiradero municipal, produce biogás cuando su parte orgánica comienza a deteriorarse a través del proceso de DA. Los residuos sólidos industriales y municipales contienen celulosa –una de las materias primas que componen los productos manufacturados diversos, como el papel, el rayón y el celofán–. La celulosa se descompone en este proceso, y produce gas de vertedero. Este proceso de DA es descontrolado, a diferencia del proceso de control utilizado para digerir el estiércol animal en los digestores.

Se pueden utilizar varios tipos de digestores anaeróbicos para producir biogás. Estos incluyen los de laguna cubierta, de mezcla completa y flujo taponado, por mencionar algunos. Los digestores que utilizan varias etapas

–los de múltiples tanques, de película fija o de “cobija” inducida– son otros que resultaron exitosos en la digestión de residuos orgánicos. Cada una de estas tecnologías gira en torno a la utilización de un digestor –un depósito hermético en el que se puede producir el material de desecho de la digestión en ausencia de oxígeno–. La temperatura de un digestor debe ser de, por lo menos, 68 °F para facilitar la actividad bacteriana.

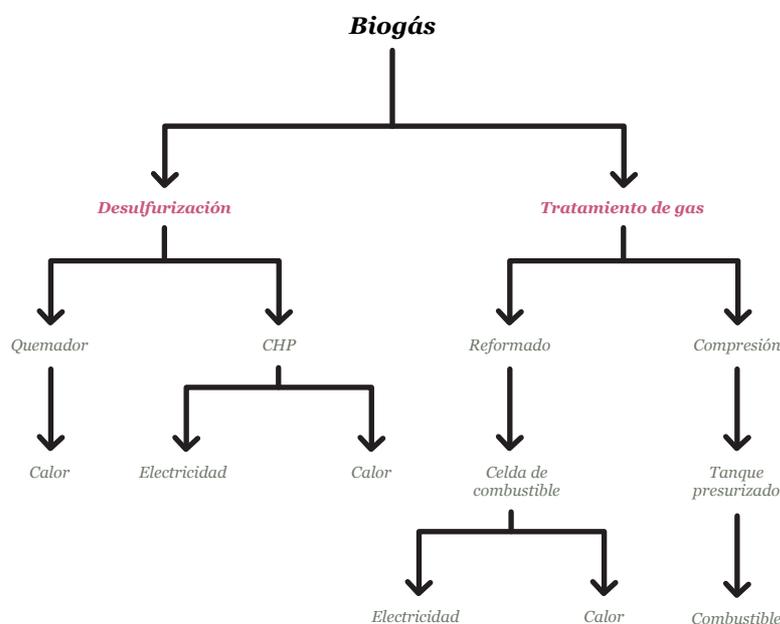
Los digestores de laguna cubierta son ideales para la digestión de estiércol líquido que contenga al menos 3% de sólidos. A menudo se utilizan en las granjas lecheras o porcinas, y se instalan principalmente para reducir el olor. Los digestores de mezcla completa son adecuados para grandes volúmenes de estiércol, con entre 3% y 10% de concentración de sólidos, y se utilizan normalmente en entornos industriales. A pesar de que son más flexibles para trabajar con una gama amplia de sólidos, la construcción y la operación de esta tecnología es más cara y requiere un mayor mantenimiento, en comparación con los digestores de mezcla completa o de flujo taponado. Estos últimos son ideales para la transformación del estiércol de animales rumiantes con una alta concentración de sólidos (de entre el 11% y el 14%). Aunque su costo de construcción es más bajo que el de los digestores de mezcla completa, su eficiencia es menor.

Si bien la DA es la principal manera de generar biogás para su aprovechamiento, existen otras formas en que éste puede usarse. Una de ellas es el aprovechamiento del biogás en tiraderos municipales (landfills), donde debe ser extraído (la DA ocurre naturalmente en ciertas condiciones) para evitar cualquier impacto medioambiental. Si el volumen de extracción es suficiente, puede servir como fuente de energía eléctrica o calorífica. La aplicación práctica comienza por la captación y el transporte del biogás hasta la planta de tratamiento, que se lleva a cabo mediante una red de perforaciones, pozos o zanjas que abarca la superficie del relleno sanitario. Estas perforaciones se encargan de captar el gas para, posteriormente, mediante una red de tuberías, enviarlo a un colector general para su tratamiento.

Hay muchos modelos para estimar la extracción de biogás de rellenos sanitarios, incluido el Modelo Mexicano de Biogás, desarrollado por SCS Engineers mediante un contrato con el programa Landfill Methane Outreach Program (LMOP), de la Environmental Protection Agency (EPA) de Estados Unidos. Esta es otra alternativa para el aprovechamiento del biogás que ya fue puesta en marcha al menos en un par de proyectos de gran escala en México, como en el tiradero de Salinas Victoria, a las afueras de la ciudad de Monterrey, Nuevo León.

### 5.3.3 Aprovechamiento actual y potencial

El biogás puede tener los mismo usos que el gas natural. Prácticamente es posible ajustar todos los aparatos que utilizan gas (natural o LP) al valor calorífico del biogás. Éste podría utilizarse para el calentamiento de agua y en calderas de vapor, para la producción combinada de calor y electricidad (CHP) y en microturbinas o pilas de combustible en caliente (pilas de combustible de óxido sólido o pilas de combustible de carbonato fundido). Tras un proceso de conversión y almacenamiento, el biogás también se emplea como un combustible para vehículos. Sin embargo, la mayoría de las aplicaciones requiere de algún tipo de mejora y limpieza del gas. Esto consiste en reducir la cantidad de vapor de agua y en eliminar los sulfuros.



**Figura 5.3**  
Principales usos del biogás.

Fuente: Elaboración propia

El metano, en estado puro, tiene un valor calorífico de 9,100 kcal/m<sup>3</sup>, a una temperatura de 15.5 °C y a una atmósfera de presión. El valor calorífico del biogás varía entre los 4,800 y los 6,900 kcal/m<sup>3</sup>. En términos de equivalencias energética, entre 1.33 m<sup>3</sup> y 1.87 m<sup>3</sup> son iguales a un litro de gasolina, y entre 1.5 m<sup>3</sup> y 2.1 m<sup>3</sup> equivalen a un litro de diesel. El biogás tiene, aproximadamente, una gravedad específica de 0.86 y un factor de velocidad de

flama de 11.1 (bajo), lo cual ocasiona que la flama se “despegue” del punto de combustión y, en quemadores mal diseñados, puede volverse inestable si la distancia al quemador es considerable (ESCAP, 1980). El contenido energético del biogás derivado de los procesos de DA tiene, en promedio, entre 20 y 25 MJ por m<sup>3</sup>, mientras que por cada tonelada de desechos sólidos municipales se pueden extraer entre 167 MJ y 373 MJ a través del metano recuperado. Generalmente, se producen entre 100 m<sup>3</sup> y 200 m<sup>3</sup> de gas total por cada tonelada de desechos sólidos municipales digeridos (RISE-AT, 1998).

Hay una diferencia considerable entre las aplicaciones de gas estacionario y de gas combustible, es decir, el gas que se distribuye a través de la red de suministro. Los quemadores (boilers) de gas, sin embargo, tienen requisitos mínimos en cuanto a la pureza o a la calidad del gas. La presión del gas debe encontrarse entre 8 mbar y 25 mbar para que se utilice normalmente. Se recomienda que las concentraciones de H<sub>2</sub>S estén siempre por debajo de las 500 ppm.

Se estima que en México existen cerca de 2 mil 500 sitios de concentración de desechos; de los cuales cerca de 120 son rellenos sanitarios y sitios controlados. El 53% de las 84 mil 200 toneladas por día que se generan en México son depositadas en 51 sitios, de acuerdo con información de SE-DESOL. Durante el período 1994-2004, la generación de basura en el país aumentó casi 17%, al pasar de 29.5 millones de toneladas anuales promedio en 1994 a 34.6 millones en 2004. De acuerdo con un estudio realizado en 2003 por SEISA, se estima que en México podría obtenerse un total de 88 MW a partir de residuos sólidos municipales en lugares como Tijuana (5 MW), Juárez (4 MW), Torreón (2 MW), Aguascalientes (2 MW), Querétaro (3 MW), Puebla (3 MW), León (8 MW), Guadalajara (9 MW), Culiacán (2 MW) y el área metropolitana del Distrito Federal (45 MW). Esto equivale a 95.4 MW generados a partir de residuos sólidos municipales, si se considera la planta que ya opera en Monterrey. De acuerdo con datos del Instituto de Investigaciones Eléctricas de México (IIE), si toda la basura que se genera fuera depositada en tiraderos municipales confinados, se podría alcanzar una capacidad nacional de hasta 400 MW.

Para finales de 2006, el IIE estimaba que el potencial total de biogás extraíble de residuos municipales sólidos era de 165 MW. En cuanto al biogás generado a partir de DA en el sector pecuario, el IIE arrojó los siguientes valores: biogás potencial a partir de ganado lechero, 138 MW; ganado de carne, 123 MW, y ganado porcino, 223 MW. Esto da un total de 484 MW

para el sector pecuario. Dichos números no incluyen la incineración de residuos sólidos (2,415 MW) ni la energía potencial que se podría extraer del sector forestal a través del proceso de gasificación (12,528 MW). En resumen, sería posible alcanzar fácilmente un total de 649 MW en todo el país a partir de tecnologías de biogás. Esto representaría, aproximadamente, un 1.3% de la capacidad nacional instalada.

### 5.3.4 Impactos derivados del aprovechamiento del biogás

Dado que constantemente se producen residuos naturales, comerciales, industriales y los que resultan de procesos internos, derivados de la actividad residencial e industrial, siempre habrá una fuente de energía renovable en forma de biogás. Desde el punto de vista energético, éste actúa como fuente de combustible para la generación de energía eléctrica y es significativamente más limpio que el carbón. La DA es un “proceso de producción de energía neta”. El exceso de energía producida por el biogás puede venderse a empresas de servicios públicos locales o a clientes industriales. La producción de biogás también ayudaría a los agricultores a reducir sus costos de energía. Toda la electricidad generada por el biogás puede compensar el pago por electricidad a los proveedores tradicionales.



#### Beneficio del tratamiento de desechos

- Proceso natural de tratamiento de residuos
- Requiere de menor superficie de terreno que la composta aerobia
- Reduce el volumen y peso de residuos alojados en rellenos sanitarios



#### Beneficios energéticos

- Proceso de producción de energía neta
- Se genera combustible renovable de alta calidad
- El biogás se ha probado en numerosas aplicaciones de uso final



#### Beneficios ambientales

- Reduce significativamente las emisiones de GEI
- Elimina olores
- Produce una composta sanitizada y fertilizantes líquidos ricos en nutrientes
- Maximiza los beneficios de reciclado



#### Beneficios económicos

- Considerando todo el ciclo de vida, es más costoefectivo que otras opciones de tratamiento

**Tabla 5.7**  
Beneficios asociados a la generación y al aprovechamiento del biogás.

Fuente: Elaboración propia

Aunque el biogás, particularmente el metano, es un GEI con un alto potencial de contribución al calentamiento global, éste puede recuperarse y utilizarse en beneficio del medio ambiente. El proceso de DA permite construir instalaciones de eliminación de residuos para mitigar el olor de los residuos, para la recuperación de nutrientes y, a su vez, para transformar al biogás en un combustible que genere electricidad y calor.

Algunos beneficios al medio ambiente que se derivan de la producción y de la utilización del biogás son la generación de energía renovable a partir de la biomasa, la reducción de las emisiones de CH<sub>4</sub> que se generan por la descomposición del estiércol, la sustitución de la gasolina o del gasóleo cuando se emplea como combustible para los vehículos y la producción de un efluente que puede ser utilizado como biofertilizante.

La Tabla 5.7 resume los beneficios asociados a la generación y al aprovechamiento del biogás. Este recurso y sus tecnologías son, hoy en día, una alternativa viable y sostenible para la generación de energía en México. El camino que se debe seguir ya fue trazado por países que han hecho uso de esta tecnología por años y que han puesto en marcha, exitosamente, mecanismos, leyes e incentivos para su fomento y crecimiento. Esta fuente de energía renovable puede lograr, en el corto plazo, un total de 649 MW si se aprovechan los recursos existentes.

## 5.4 Conclusiones

Para incrementar la generación por medio de esta tecnología, es necesario contar con un marco legal e institucional que integre, de una manera ágil y bien sustentada, a los diversos organismos involucrados. Actualmente, la demora en los procesos administrativos es uno de los factores que actúa en contra de los proyectos de este tipo. Para ilustrar este punto, vale la pena analizar el proyecto en Salinas Victoria, Nuevo León, donde la construcción tardó poco menos de ocho meses, mientras que las negociaciones y los trámites se extendieron por poco más de cuatro años. Con estas condiciones, serán pocos los proyectos que logren sobrevivir a un tiempo de desarrollo tan extendido.

Es fundamental fomentar el control de la basura para evitar que se generen desechos tóxicos y así beneficiar a las tecnologías como el biogás. El buen

---

control, la clasificación y la separación de residuos, tanto sólidos como líquidos, industriales o residenciales, se traducen en mayores oportunidades de generación. Por otra parte, es importante adquirir los conocimientos prácticos relativos a esta tecnología y empezar a invertir en investigación y desarrollo. Por el momento, los proyectos de biogás de gran escala en nuestro país dependen de consultores extranjeros, quienes, en muchas ocasiones, limitan los alcances y resultan muy costosos. En ese sentido, contar con los conocimientos y con las técnicas en el país permitirá cuantificar, diseñar y aprovechar de una manera más eficiente este recurso a un menor costo.

Las iniciativas recientes en México, así como los últimos cambios en la legislación sobre energías renovables, constituyen un primer paso; sin embargo, hay un largo camino por recorrer para estar a la altura de los países más desarrollados.

## Bibliografía

### **Arvizu, J. L., 2002.**

Barreras para la autogeneración municipal con biogás de rellenos sanitarios en México: lecciones aprendidas. *1er Coloquio Internacional sobre la Conversión del Gas Producido en Rellenos Sanitarios*. Aguascalientes, octubre de 2002.

### **Arvizu, J. L., 2004.**

*Estimación del recurso y prospectiva energética de la basura en México*. Prospectiva sobre la utilización de las energías renovables en México. Una visión al año 2030, México: SENER.

### **Arvizu, J. L., 2007.**

*Potencial eléctrico regional de fuentes de biomasa en México*. Prospectiva sobre la utilización de las energías renovables en México. Una visión al año 2030, México: SENER.

### **Arvizu, J. L. y Huacuz, J., 2003.**

Biogás de rellenos sanitarios para producción de electricidad. *V Boletín IIE*, octubre-diciembre, 2003.

### **Atlas, M. R. y Bartha, R., 1999.**

*Microbial Ecology. Fundamentals and Applications*. 4ta. ed. New York: Addison Wesley Longman.

### **Banco Mundial, 2009.**

*México: Estudio sobre la Disminución de Emisiones de Carbono, "MEDEC"*, Washington: The World Bank.

### **Basic information on biogas, 2009.**

<http://www.kolumbus.fi/suomen.biokaasukeskus/en/enperus.html>. Fecha de consulta: abril, 2009.

### **Burke, D. A., 2001.**

*Dairy Waste Anaerobic Digestion Handbook*. Olympia: Environmental Energy Co.

### **Centro Mario Molina y McKinsey, 2008.**

*Low Carbon Growth: a Potential Path for Mexico*. México: McKinsey.

### **Chan, U. S., 1982.**

*State of the art review on the integrated use of anaerobic processes in China*. Internal report prepared for IRCWD, Beijing: IRCWD.

### **CRE, Estadísticas, 2009.**

[http://www.cre.gob.mx/pagina\\_a.aspx?id=22](http://www.cre.gob.mx/pagina_a.aspx?id=22). Fecha de consulta: mayo, 2009.

### **EEA, European Environmental Agency, 2008.**

*Maximising the environmental benefits of Europe's bioenergy potential*. EEA Technical report No 10/2008. Copenhagen: EEA.

---

### **Comisión Mexicana de Infraestructura Ambiental y GTZ, 2003.**

*La basura en el limbo: desempeño de gobiernos locales y participación privada en el manejo de residuos urbanos.* México: CMIA.

### **CONUEE, Comisión Nacional Para el Uso Eficiente de la Energía, 2009.**

<http://www.conuee.gob.mx/wb/>. Fecha de consulta: abril, 2009.

### **De Ávila, L. E., 2006.**

*Aprovechamiento del biogás producido en rellenos sanitarios para generar energía eléctrica para autoabastecimiento municipal.* Monterrey: ETEISA.

### **ESCAP, 2007.**

*Recent Developments in Biogas Technology for Poverty Reduction and Sustainable Development.* Beijing: UN ESCAP.

### **Fang, H., 2000.**

Microbial distribution in UASB granules and its resulting effects. *Wat. Sci. Tech.* 43 (1), pp. 201-208.

### **FAO, Food and Agriculture Organization of the United Nations, 2004.**

*UBET: Unified Bioenergy Terminology Wood Energy Programme - FAO Forestry Department.* Food and Agricultural Organization of the United Nations. Roma: FAO.

### **FAO, Food and Agriculture Organization of the United Nations, 2007.**

*GBEP, Global Bioenergy Partnership. A review of the current state of Bioenergy development In G8 +5 countries.* Roma: FAO.

### **FAO, Food and Agriculture Organization of the United Nations, 2008.**

*The state of food and agriculture - Biofuels: prospects, risks and opportunities.* Roma: FAO.

### **G. Alex, S., 2003.**

*Manual de usuario. Modelo mexicano de biogás versión 1.0.* Washington: EPA

### **Ghosh, S., 1997.**

Anaerobic Digestion For Renewable Energy and Environmental Restoration. *The 8th International Conference on Anaerobic Digestion, Sendai International Center, Ministry of Education Japan, Sendai, Japón.*

**Fritsche, U. R., Hennenberg, K. J. y Hermann, A., 2009.**

*Sustainable Bioenergy: Current Status and Outlook. Institute for Applied Ecology. Heidelberg: Federal Environment Agency (Umweltbundesamt).*

**Goldemberg, J. y Moreira, J. R., 1999.**

The alcohol program. *Energy Policy*, 27, pp. 229–45.

**IEA, International Energy Agency, 2007.**

*Bioenergy Project Development Biomass Supply. IEA Good Practice Guidelines. París: IEA.*

**IEA, International Energy Agency, 2007.**

*Biomass for Power Generation and CHP. IEA Energy Technology Essentials. París: IEA.*

**IEA, International Energy Agency, 2008.**

*From 1st to 2nd Generation Biofuel Technologies. París: IEA.*

**IEA, International Energy Agency, 2009.**

*Bioenergy - a sustainable and reliable energy source. A review of status and prospects, París: IEA.*

**IEA, International Energy Agency, 2009.**

*Renewable Information, 2009. París: IEA.*

**IIE, 2009.**

*Aplicaciones de fuentes no convencionales de energía en México. <http://genc.iie.org.mx/genc/framesp.asp?mcontador=21568&url=2%5Farticulo%2Easp>. Fecha de consulta: marzo, 2009.*

**Islas, J., Manzini, F. y Masera, O., 2007.**

A prospective study of bioenergy use in Mexico. *Energy Journal*, 32, pp. 2306–2320.

**Marchaim, U., 1992.**

*Biogas processes for sustainable development. Kiryat Shmona: MIGAL Galilee Technological Centre Kiryat Shmona.*

**Masera, O. et al., 2006.**

*La bioenergía en México: un catalizador del desarrollo sustentable. CONAFOR-ANES. México: Grupo Mundi-Prensa.*

**Masera, O., Díaz, R. y Berrueta, V., 2005.**

From cookstoves to cooking systems: the integrated program on sustainable household energy use in Mexico. *Energy for Sustainable Development. Volume IX, No. 1*, pp. 25–36.

**McCarty, P. L., 1964.**

*Anaerobic Waste Treatment Fundamentals, Parts I, II III & IV. Stanford: Stanford University.*

**Medina-Ross, J.A. et al., 2005.**

Indicators for sustainable energy development in Mexico. *Natural Resources Forum*, 29, pp. 308–321.

---

## **National Renewable Energy Laboratory, 1992.**

*Colorado. US Data Summary of Municipal Waste Management Alternatives. Volume X,*

## **ORNL, Oak Ridge National Laboratory, 2006.**

*Biomass Energy Data Book, Ed.1. Report No. ORNL/TM-2006/571. Prepared for the Office of Planning, Budget and Analysis Energy Efficiency and Renewable Energy, U.S. Department of Energy. Oak Ridge: DOE.*

## **Palmer, D. G., 1981.**

*Biogas Energy from Animal Waste. Golden: Solar Energy Research Institute.*

## **REMBIO, Red Mexicana de Bioenergía, 2009.**

*www.rembio.org.mx. Fecha de consulta: junio, 2009.*

## **REN21, 2009.**

*Renewables Global Status Report: 2009 Update. Paris: REN21 Secretariat.*

## **Revista AIDIS de Ingeniería y Ciencias Ambientales, 2006.**

*Evaluación del potencial de rellenos sanitarios. Revista AIDIS. Volumen 1, año 2006, número 1, pp. 35- 48.*

## **Revista AIDIS de Ingeniería y Ciencias Ambientales, 2008.**

*Caracterización del biogás generado en sitios de disposición final de residuos sólidos urbanos en lugares seleccionados de la zona centro de México. Revista AIDIS. Volumen 1, año 2008, número 4, pp. 304-319.*

## **RISE-AT, 1998.**

*Regional Information Service Centre for South East Asia on Appropriate Technology, Review of current status of Anaerobic Digestion Technology for Treatment of MSW. Chiang Mai: Chiang Mai University.*

## **Rodrigo, A., 2005.**

*Obtención de biogás mediante la fermentación anaerobia de residuos alimentarios, Madrid: Ainia.*

## **Saldaña, J. L., 2006.**

*Generación de energía renovable en Nuevo León, sus implicaciones y estrategia de replicación en México. SEISA. Monterrey, NL, 16 de febrero de 2006.*

## **Sasse, L., 1984.**

*Biogas Plants for Rural Applications. Braunschweig: GATE/Vieweg.*

## **Sosa R., Chao, R. y del Río J., 1995.**

*Aspectos bioquímicos y tecnológicos del tratamiento de residuales agrícolas con producción de biogás. La Habana: Instituto de Investigaciones Porcinas.*

### **SEMARNAT, Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, 2008.**

*Análisis integrado de las tecnologías, el ciclo de vida y la sustentabilidad de las opciones y escenarios para el aprovechamiento de la bioenergía en México.* México: INE/UNAM.

### **SEMARNAT, Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, 2008.**

*Transferencia de tecnología y divulgación sobre técnicas para el desarrollo humano y forestal sustentable. Estufa ahorradora de leña.* México: SEMARNAT.

### **SENER, 2002.**

*Programa de Energía y Medio Ambiente 2002-2003. "Hacia un Desarrollo Sustentable",* 29 de julio, 2003, [http://www.sener.gob.mx/webSener/res/PE\\_y\\_DT/pe/programaenergiaymedioambiente2.pdf](http://www.sener.gob.mx/webSener/res/PE_y_DT/pe/programaenergiaymedioambiente2.pdf). Fecha de consulta: 29 de marzo, 2009.

### **SENER et al., 2006.**

*Guía de gestiones para implementar en México plantas de generación eléctrica que utilicen energías renovables.* México: SENER, CONAE; IIE, PNUD.

### **SENER, Secretaría de Energía–GTZ Cooperación Técnica Alemana, 2006.**

*Energías renovables para el desarrollo sustentable en México.* México: SENER, GTZ.

### **The World Bank, 2006.**

*Project Appraisal Document on a Proposed Grant from the Global Environment Trust Fund In the Amount of US \$25.0 Million to the United Mexican States for a Large Scale Renewable Energy Development Project.* Washington: The World Bank.

### **US Department of Energy, 1998.**

*Handbook on Biogas Utilization, USDOE.* Washington: DOE.

### **Van Loo, S. et al., 2008.**

*The Handbook of Biomass Combustion and Co-firing.* Earthscan. Londres: Earthscan Publications Ltd.



---

# 6.

## Bioenergía, parte II: biocombustibles líquidos

*Dr. Omar Romero-Hernández  
y Dr. Omar Maserá Cerutti*

*Colaboradores principales:  
Ing. Mariana Icaza,  
Ing. María Fernanda Sánchez  
y Lic. Andrea Romero*

### 6.1

#### Introducción

Los biocombustibles líquidos, aunque en menor grado que la biomasa sólida, son una de las fuentes más importantes de energía debido, principalmente, a su empleo en sistemas de transporte en todo el mundo y a sus características oxigenantes. A pesar de que decenas de países han adoptado el uso de biocombustibles en sus sistemas de transporte, en realidad sólo hay dos actores principales en la escena internacional: Estados Unidos y Brasil. La Tabla 6.1 muestra que estos dos países, en conjunto, producen una cantidad significativamente mayor que la que genera el resto del mundo. Esto se debe a la agresividad de sus políticas de promoción y de subsidios a los biocombustibles (en el caso de Estados Unidos) y a la apuesta temprana al uso de este insumo desde hace varias décadas (en el caso de Brasil).

Producción regional de biocombustibles, 2008.

		Etanol combustible	Biodiesel
	País	<i>(billardos de litros)</i>	
1	Estados Unidos	34	2
2	Brasil	27	1.2
3	Francia	1.2	1.6
4	Alemania	0.5	2.2
5	China	1.9	0.1
6	Argentina		1.2
7	Canadá	0.9	0.1
8	España	0.4	0.3
9	Tailandia	0.3	0.4
10	Colombia	0.3	0.2
11	Italia	0.13	0.3
12	India	0.3	0.02
13	Suecia	0.14	0.1
14	Polonia	0.12	0.1
15	Reino Unido		0.2
	Unión Europea	2.8	8
	Total Mundial	67	12

**Tabla 6.1**  
Producción regional de biocombustibles, 2008.

Fuente: REN21, 2009.

Nota: los valores para el etanol corresponden a la cantidad producida de combustible líquido que se usa en el transporte.

De acuerdo con el último informe que emitió REN21, las políticas aplicables a los nuevos biocombustibles, a las exenciones fiscales y a los objetivos de adopción recibieron un impulso importante en el período 2006-2007. No obstante, las correspondientes no recibieron el mismo ímpetu durante 2008, aunque sí fue un año trascendente en cuanto a las previsiones de sustentabilidad que adoptó la Unión Europea (UE) como parte de sus metas energéticas asociadas al transporte. Todos los países de la UE tienen una meta con respecto a la proporción que deben cubrir los biocombustibles, la cual es de alrededor de 5.75% de la oferta energética. Otros países que recientemente adoptaron nuevas metas en materia de biocombustibles son Australia (350 millones de litros para 2010), Indonesia (5% de la oferta para 2015) y Japón (500 millones de litros para 2012).

La necesidad de ampliar las fuentes de energía para contrarrestar la caída en las reservas petroleras accesibles y económicamente viables, así como para contribuir con la seguridad energética del país, motivó el uso y el aprovechamiento de varios combustibles líquidos, como el etanol y el biodiesel.

La mayor parte de los documentos para la toma de decisiones se refiere especialmente a Brasil y a Estados Unidos. Desde hace varias décadas, estos países empezaron a producir etanol a partir de varios insumos, como la caña de azúcar y el maíz, respectivamente, y a utilizarlo como biocombustible en combinación con la gasolina. Sin embargo, las implicaciones de la producción y del consumo del etanol son distintas, en función de las condiciones geográficas y culturales de cada país, entre otros factores. Por esta razón, es necesario tener certeza del balance energético y de las implicaciones ambientales, económicas y sociales que tendría el uso del etanol y del biodiesel en México.

Este capítulo presenta un resumen y análisis de los principales resultados de un estudio multidisciplinario auspiciado por la SENER, el Banco Interamericano de Desarrollo y la Agencia de Colaboración Alemana. Además, abordar el ciclo de vida de los biocombustibles en México, estudio auspiciado por el Instituto Tecnológico Autónomo de México (ITAM), y en una síntesis de referencias bibliográficas oficiales y publicaciones que incluyen entrevistas y estudios realizados por investigadores en varios países.

## 6.2 Generalidades del etanol y del biodiesel

El etanol es un compuesto que se obtiene a partir de la fermentación de material orgánico, particularmente de cultivos. Esta sección presenta algunos aspectos relacionados con cinco cultivos, clasificados como precursores de biocombustibles de primera generación: caña de azúcar, maíz, sorgo, yuca y remolacha. Entre otras características, el producto de estos cultivos puede destinarse a la producción de alimentos o combustibles. El caso contrario es el de los precursores de segunda generación (por ejemplo, los residuos lignocelulósicos), que se emplean, exclusivamente, como combustibles y que se analizan en una sección posterior.

Los procesos de producción de etanol se derivan de dos fuentes. La mayor parte del etanol que se produce en el mundo se obtiene del procesamiento de materia biológica; este tipo de combustible también es conocido como bioetanol. La otra fuente de obtención de etanol se basa en la modificación química del etileno, mediante un proceso de hidratación.

El etanol se puede producir a partir de varios tipos de plantas o productos agrícolas empleados como precursores. De acuerdo con su fuente de obtención, su producción implica, fundamentalmente, el proceso de separación de los azúcares, su fermentación y su destilación. La Tabla 6.1 señala algunos de estos precursores.

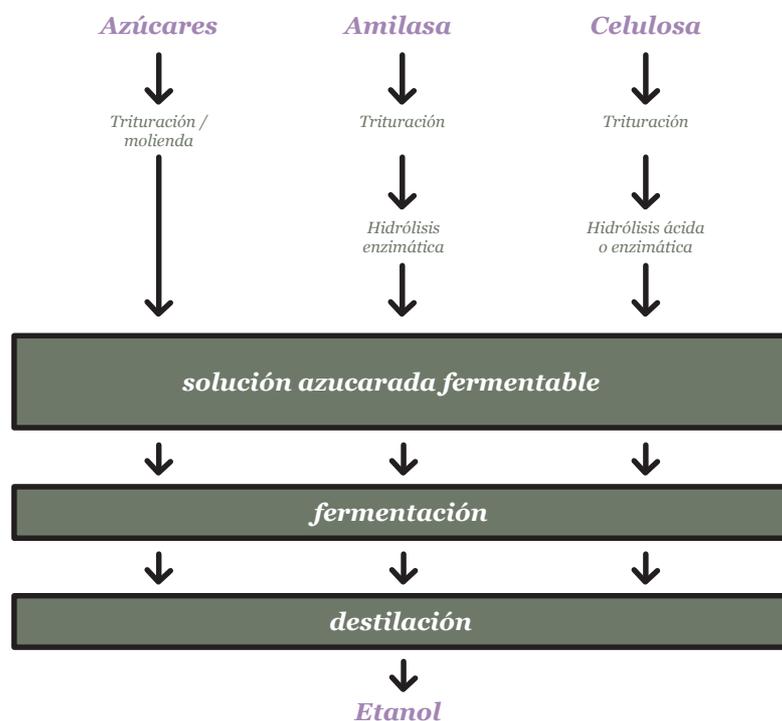
### Indicadores de inversión en proyectos de energías renovables

Precursor de etanol	Ejemplo del precursor
Azúcares	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Sacarosa de cultivos sacáridos</i>: caña de azúcar, sorgo dulce, remolacha</li> <li>• <i>Azúcares invertidos y glucosas</i>: melazas y otros residuos agroindustriales como lactosas</li> </ul>
Almidón	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Granos de cereales</i>: maíz, sorgo, trigo, cebada</li> <li>• <i>Productos procesados</i>: harina de trigo, cascarilla de maíz</li> <li>• <i>Raíces almidonadas</i>: yuca, papa, patata, alcachofa israelita</li> </ul>
Almidón	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Residuos lignocelulósicos</i>: aserrín, paja, residuos boscosos, residuos agrícolas</li> <li>• <i>Residuos urbanos industriales</i>: papel, fracciones celulósicas</li> </ul>

**Tabla 6.2**  
Precursores empleados para producir biocombustibles.

Fuente: Elaboración propia.

En términos generales, el proceso de producción de etanol implica la trituración del precursor (azúcar, amilasa o celulosa), y, de esta forma, se aumenta la superficie total de contacto de las enzimas que transforman la amilasa o la celulosa en una solución azucarada fermentable. Esta solución es, con frecuencia, el resultado de un proceso de sacarificación, en el que los azúcares presentes se transforman en azúcares simples. Posteriormente, se lleva a cabo un proceso de fermentación, en el que los azúcares se convierten en etanol y en otros subproductos como agua, bióxido de carbono o granos de destilería. Por último, la solución fermentada se integra en un proceso de destilación, en el que se busca separar los subproductos de la fermentación y obtener etanol con un grado de pureza apropiado para su uso final.



**Figura 6.1**  
Resumen de los procesos y tecnologías empleadas para la producción de etanol a partir de diversos insumos precursores.

Fuente: Elaboración propia.

Por su parte, el biodiesel se puede producir a partir de una gran variedad de cultivos oleaginosos, de grasas animales, y de aceites y grasas recicladas. A la fecha, se ha estudiado a la semilla de colza, a la soya, a la jatropha, al girasol y al cártamo como insumos para este combustible. También se considera el uso de sebo animal y de aceite reciclado para la producción de biodiesel en plantas con dedicación exclusiva a este combustible, o como anexos a plantas existentes para la extracción de aceites comestibles.

Para la producción de etanol en México se han estudiado ampliamente cinco cultivos: caña de azúcar, maíz, sorgo, yuca y remolacha (SENER-BID-GTZ, 2006). Ya hay tecnologías maduras y disponibles para el uso de la caña y del maíz, mientras que las relacionadas con el uso de los demás cultivos aún se encuentran en una etapa inicial de desarrollo. El rendimiento económico, ambiental y energético en dicho proceso varía en función del tipo de precursor y del proceso específico de obtención de etanol. Las siguientes secciones presentan un panorama de estas implicaciones y, en particular, se ilustran con un ejemplo específico y aplicable en México: el empleo del etanol a partir del maíz.

---

## 6.3

### Impacto socioeconómico

Los biocombustibles representan una oportunidad importante para el desarrollo de las comunidades rurales, el aumento de la riqueza generada en el país, para disminuir la dependencia de los recursos petroleros y estimular el desarrollo científico y tecnológico de México, entre otros beneficios. En ese sentido, la oportunidad de contar con un mercado adicional para el empleo de productos agrícolas es importante, ya que promueve la sustentabilidad en las comunidades rurales a través de una nueva cadena de valor, en la que el producto de las cosechas encontraría una alternativa económicamente más atractiva que la tradicional venta de alimentos. Sin embargo, esto también puede tener efectos adversos.

Estas afirmaciones coinciden con algunos de los resultados del estudio de viabilidad de los biocombustibles (SENER-BID-GTZ, 2006) que señalan que México se beneficiaría por la introducción del etanol como combustible. Estos beneficios incluyen la creación de empleos, el desarrollo de la economía rural, la ampliación de la infraestructura social en zonas rurales, el aumento en la seguridad energética, la expansión de la agricultura a tierras más secas donde se cosechen cultivos resistentes –por ejemplo, los cultivos anuales múltiples, como el sorgo dulce–, los estímulos a la comunidad científica y tecnológica, y los incentivos a la industria de bienes de producción.

Para algunos insumos, las expectativas son mayores. Desde el punto de vista tecnológico y de disponibilidad de precursores, se observa que los proyectos para la fabricación de etanol y la generación combinada de calor y electricidad –en el caso del bagazo de caña– podrían tener un índice de nacionalización de casi el 100% en México, con lo que se crearían empleos de calidad y se fortalecería la industria.

Asimismo, la reducción de las importaciones de gasolina y MTBE –para un escenario en que todas las gasolinas en México fueran mezclas del 10% de etanol– supondría un ahorro en la balanza de pagos de hasta USD\$2,000 millones (SENER-BID-GTZ, 2006).

### 6.3.1 Impacto del etanol en el uso del suelo y del agua

Al aumentar el consumo de recursos para la producción de etanol, se necesita una mayor superficie agrícola para satisfacer la demanda tanto de alimentos como de biocombustibles. Se cree que para 2050 la tierra exclusivamente dedicada a cubrir la necesidad de alimentos crecerá 18% (Sexton, 2007), y que también se incrementará la demanda de tierra que se requiera para el cultivo de insumos para biocombustibles.

Lo anterior se puede apreciar también en un estudio de 2008, en el que se estimaba que la superficie potencial para el cultivo de maíz era de aproximadamente 4.5 millones de hectáreas (SEMARNAT, INE, UNAM, CEICO, 2008). Para llegar a esta cifra, se necesita la conversión directa o indirecta. La conversión directa ocurre como parte de la cadena de suministro específica en la producción de un cierto biocombustible. La conversión indirecta se da cuando las fuerzas del mercado influyen para que se haga la conversión de los terrenos que no forman parte de la cadena de suministro de algún biocombustible (Hyungtae et al., 2008).

Esta conversión de tierra tiene como consecuencia una alteración del secuestro de carbono, tanto en el suelo como en la biomasa de la superficie. En un estudio reciente se concluyó que, al modificar el uso de la tierra por medio de la deforestación o la conversión de pastizales, se emiten de 17 a 420 veces más Gases de Efecto Invernadero (GEI) que los que se dejarían de emitir si se suspendiera el uso de combustibles fósiles (Rajagopal y Zilberman, 2008). Asimismo, el incremento en las tierras de cultivo implicaría una pérdida de biodiversidad, la destrucción del hábitat natural de diversas especies y, paulatinamente, la extinción de éstas. Dicha pérdida de biodiversidad afectará, en el largo plazo, la limpieza del agua, la restauración de nutrientes de la tierra y el secuestro de carbono.

El crecimiento en la producción de etanol, también, implica un mayor uso de fertilizantes, herbicidas, pesticidas y agua. Se sabe que los biocombustibles hacen uso intensivo del agua, particularmente durante el cultivo de los precursores y en el proceso de biorrefinación (The National Academy of Sciences, 2007). La cantidad de agua se verá afectada por este crecimiento productivo, ya que para poder satisfacer la demanda de agua de los sistemas de irrigación se utiliza energía para su extracción, desalinización y transporte. Al aumentar la demanda, los precios de los energéticos se incrementarán y esto hará que el precio del agua aumente a la par. Además, el agua para cultivos energéticos competirá directamente con el agua para

---

consumo humano, provocando una gran presión sobre los recursos hídricos que tendrá un impacto negativo sobre la conservación de estos recursos (McCornick, 2007). La calidad del agua también disminuirá debido al uso de fertilizantes –los cuales contienen grandes cantidades de nitrógeno y fósforo, herbicidas, pesticidas y tierra erosionada–, ya que podrían filtrarse a los depósitos subterráneos. Otro elemento a considerar será el uso de sistemas de irrigación tecnificados, que tendrá un impacto directo en el suministro de agua, la erosión de la tierra, la salinización y la contaminación potencial del agua en el subsuelo.

### 6.3.2 Impacto del etanol en el sector alimenticio mexicano

Los sectores alimenticio y energético han sido independientes a lo largo de la historia; sin embargo, hoy en día se relacionan estrechamente debido al uso de ciertos cultivos para producir etanol. Esto podría ocasionar una desestabilización de los precios de los alimentos, ya que se estaría transmitiendo la volatilidad del sector energético al sector alimenticio.

Entre 2006 y 2007, el precio de los alimentos en todo el mundo se incrementó, y en México esto se vio reflejado en el aumento del precio de la tortilla. Desde entonces, se ha presentado un aumento en el precio internacional del maíz de hasta 60%. Se cree que esto es resultado, básicamente, del uso actual del maíz como biocombustible (Brown, 2008). De acuerdo con la teoría económica neoclásica, hay un aumento en los precios, tanto del maíz como de los alimentos derivados de éste, debido a que se crea una demanda adicional y a que el maíz es un *commodity*.

Sin embargo, el aumento en los precios de los alimentos no sólo se debe al uso de las cosechas para producir biocombustibles. Se estima que los biocombustibles son responsables de un 10% a un 15% del aumento de los precios (Zilberman y Wiebe, 2008), mientras que otros modelos económicos consideran que el etanol es responsable de un 15% a un 20% de este aumento (Perrin, 2008).

El crecimiento de la población, el aumento en el ingreso per cápita, la depreciación del dólar, la especulación y algunas condiciones climáticas – como sequías e inundaciones– son factores que también contribuyen al incremento en el precio de los granos. Al mismo tiempo este incremento, extendido hacia los precios de los combustibles y otros insumos, influye

sobre el precio de los alimentos. Al crecer la población y al aumentar el ingreso per cápita, se empieza a generar un cambio en la alimentación de las personas, ya que hay una mayor demanda de carne. Así, el sector agropecuario necesita una mayor cantidad de granos y semillas para alimentar al ganado y para satisfacer la demanda de alimentos.

Algunos fenómenos climáticos menguan la producción de granos que se utilizarán como alimentos. Al disminuir la oferta mundial de granos y semillas y al aumentar la demanda debido al crecimiento de la población, los precios se disparan. Esto genera una gran preocupación y especulación sobre la disponibilidad de granos en el siguiente año de cosecha, por lo que algunos importadores deciden adelantar sus compras para garantizar su producción de alimentos.

En los últimos años, el precio de los energéticos subió de forma considerable, pues son un insumo importante en el proceso de producción y distribución tanto de granos como de alimentos. Esto, invariablemente, fue resentido por lo que el consumidor final. Por esta razón, resulta fundamental contar con cierta seguridad alimentaria en el país para poder usar el maíz y otros precursores y producir etanol. Lograr esta seguridad requiere de un análisis de la disponibilidad, accesibilidad, estabilidad y la utilización de los alimentos.

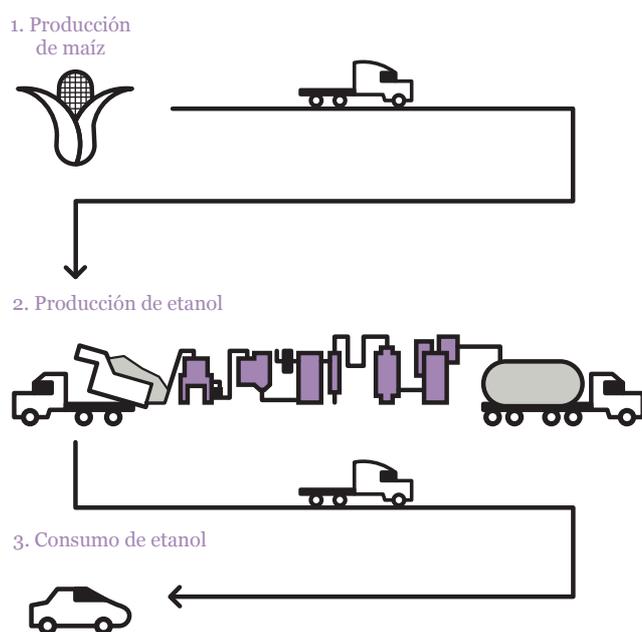
## 6.4 Impacto ambiental

Además de su impacto sobre el uso de la tierra y el consumo de agua, los biocombustibles forman parte de una intensa discusión relacionada con su balance energético, así como con la cantidad y el tipo de emisiones que se generan a lo largo de su ciclo de vida. Por ejemplo, algunos estudios señalan la ambivalencia del etanol en términos de sus efectos energéticos y ambientales. Los resultados dependen, en gran medida, del espacio geográfico que se analice.

Se cree que, en ciertas condiciones, producir una tonelada de etanol requiere de una cantidad de energía mayor a la disponible durante su consumo. Para explicarlo, se incluyen algunos resultados de un análisis de ciclo de vida, que permite comprender los efectos del etanol en cada etapa de su ciclo, desde la siembra del grano hasta su combustión final, pasando por la transformación del grano en combustible y su transporte y distribución.

### 6.4.1 Análisis de ciclo de vida. Definición del sistema

El análisis de ciclo de vida del etanol (LCA, por sus siglas en inglés) permitió calcular las emisiones y los requerimientos energéticos asociados a un sistema dividido en las tres principales etapas: (i) producción de maíz, (ii) producción de etanol, (iii) consumo de etanol (Figura 6.2).



**Figura 6.2**  
Ciclo de vida del etanol.

Fuente: Elaboración propia.

El estudio detallado está disponible y se puede solicitar en el Centro de Desarrollo Tecnológico del ITAM. La metodología aplicada en este proyecto estuvo basada en la familia de estándares internacionales ISO 14040, diseñados para la elaboración de evaluaciones de ciclos de vida. El estudio incluye una estimación de los requerimientos energéticos y de las emisiones generadas por el etanol por medio de balances de materia y energía, de análisis de información, entrevistas y un programa llamado Greet. Este último contiene información acerca de todas las etapas por las que pasa el etanol, además de información acerca de los procesos a los que se someten los insumos necesarios en cada una de las etapas de su vida. Por medio de este software, se modificaron las entradas de información necesarias de acuerdo con las condiciones en México, particularmente en la etapa de producción de maíz y en las actividades de transporte.

### Etapa 1 de 3: producción de maíz

Tanto la siembra del maíz como la producción del etanol y el consumo del combustible se llevaron a cabo en el estado de Sinaloa y, en general, en la región del Pacífico mexicano. En tanto, los insumos utilizados en el proceso de producción fueron el maíz, los fertilizantes y herbicidas. Los tipos de fertilizantes y herbicidas, así como las cantidades en las que se usaron, se definieron de acuerdo con las recomendaciones de SAGARPA para el estado de Sinaloa. En cuanto al transporte, se asumió que los fertilizantes, herbicidas e insecticidas importados llegan al puerto de Manzanillo en un buque, y, posteriormente, se transportan a su destino en un barco más pequeño o se distribuyen por medio de pipas de gasolina.

Durante el inventario de emisiones de la producción de maíz se encontró que los procesos con las emisiones más significativas son la siembra de maíz y la producción de fertilizante de nitrógeno. Por otro lado, la cantidad de CO<sub>2</sub> que se absorbe durante la siembra del maíz se consideró como un crédito en el cálculo de las emisiones totales generadas durante el proceso de producción de maíz. De esta manera, se calcularon las emisiones totales de CO<sub>2</sub> por cada milla que recorre un automóvil que funciona con un combustible compuesto por 85% de etanol y 15% de gasolina (E85).

### Etapa 2 de 3: producción de etanol

El etanol se genera al romper la gran cantidad de almidones presentes en el grano de maíz (62.6%) en azúcares simples (glucosa). Estos, a través de la actividad de la levadura durante el proceso de fermentación, harán posible la producción de etanol. Se recuperan bióxido de carbono y granos de destilería como productos secundarios. Los granos se utilizan como alimento para ganado.

El proceso consta de las etapas que se observan en la Figura 6.3.



Figura 6.3  
Proceso de producción de etanol.

Fuente: Elaboración propia.

---

Diversas fuentes indican que el proceso de producción de etanol tiene un rendimiento, por cada tonelada de maíz transformado, de 400 litros de etanol, 333 kg de granos de destilería y 285 kg de bióxido de carbono. Para obtener resultados prácticos del rendimiento del proceso, se realizaron experimentos en el Laboratorio de Ciencias Básicas e Ingeniería del ITAM, donde se replicó, en menores cantidades y con instrumentos más simples, el proceso de fabricación de etanol que se lleva a cabo en las plantas de producción. Se variaron las condiciones del transporte y la distancia transportada para la estimación energética.

### *Etapa 3 de 3: consumo de etanol*

Para estimar el requerimiento energético durante la etapa de consumo de etanol se tomó en cuenta el proceso de distribución, desde la planta de producción hasta los centros de aprovisionamiento de combustible. Asimismo, el cálculo de las emisiones en esta etapa requirió considerar a aquellas generadas durante la distribución del etanol para el abasto de combustible y durante el consumo de éste como combustible para el funcionamiento de vehículos. Finalmente, adaptar los supuestos al consumo de etanol en México implicó modificar las condiciones de transporte y las distancias correspondientes para transportar el etanol desde la planta hasta los lugares de consumo.

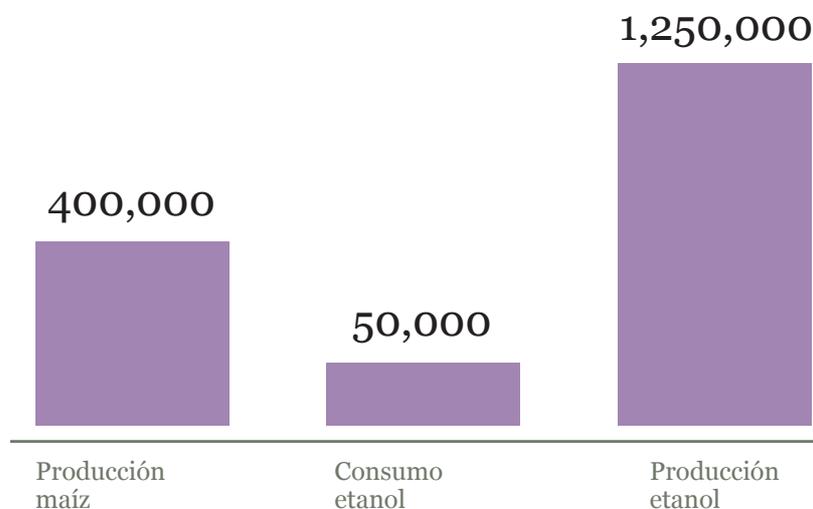
## 6.4.2 LCA: resultados

### *Requerimiento energético global*

Los requerimientos energéticos en la vida del etanol se pueden observar, de forma agregada, en la Figura 6.4. La etapa de mayor demanda energética es la producción de etanol, lo que provoca que el balance energético total sea negativo. Esto indica que, por cada unidad de energía que proporciona el etanol como combustible, se requieren 1.7 unidades de energía para producirlo.

Este resultado es un indicador del impacto negativo que tendría en términos energéticos la implementación de un proyecto con estas características. También nos habla de la necesidad de buscar otras alternativas en términos de producción y de consumo de etanol que permitan tener un balance positivo para mayor beneficio de la sociedad y del medio ambiente.

Requerimiento energético (MJ/mmMJ)



**Figura 6.4**  
Requerimiento energético  
en el ciclo de vida del etanol.

Fuente: Elaboración propia.

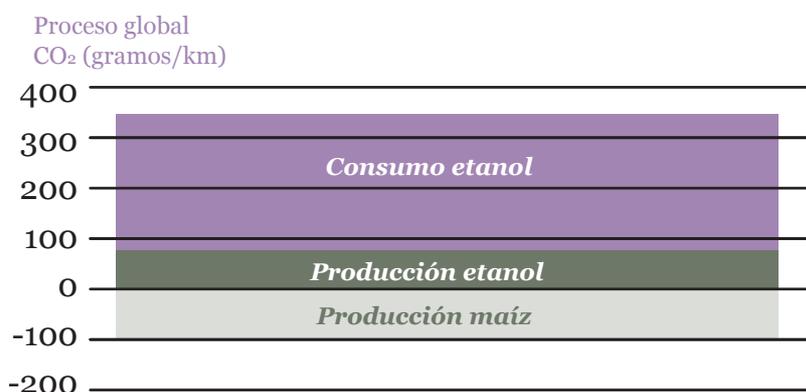
**Análisis de sensibilidad del requerimiento energético**

Para calcular el requerimiento energético fueron necesarios datos de entrada, adaptados a las condiciones actuales de México, con excepción de aquellos que involucraban procesos estandarizados internacionalmente. Se llevó a cabo, además, un análisis de sensibilidad para verificar la magnitud de los cambios en los requerimientos energéticos, considerando que los datos de entrada no están estandarizados en la práctica y que, por lo tanto, pueden variar. Tomando los datos de este trabajo, además del valor máximo y el valor mínimo de cada entrada que se encontraron en diversas fuentes, se crearon tres escenarios: el pesimista, el optimista y el utilizado. Los tres escenarios llevaron a una misma conclusión: el balance energético del etanol de maíz es negativo.

**Inventario global de emisiones**

Para observar el total de cada una de las emisiones durante el ciclo de vida del etanol se realizó un inventario global de emisiones al que se agregaron todos los gramos emitidos por cada compuesto, por kilómetro recorrido, utilizando E85 como combustible. El inventario de emisiones incluye las emisiones atmosféricas de bióxido de carbono, monóxido de carbono, metano, óxido de nitrógeno, óxidos de azufre, compuestos orgánicos volátiles, entre otros.

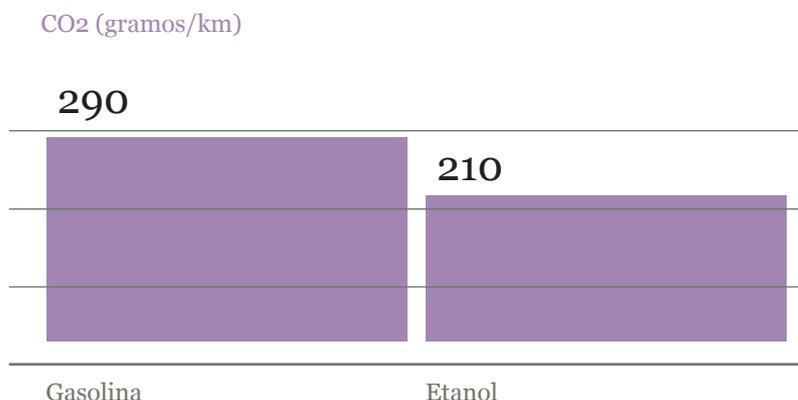
El CO<sub>2</sub> es el compuesto más relevante que se emite durante el ciclo de vida del etanol, pues se genera gran cantidad en las distintas etapas. La Figura 6.5 muestra la distribución de las emisiones totales en las tres etapas del ciclo de vida del etanol. Aunque las emisiones durante la producción de maíz fueron negativas, gracias a la absorción de CO<sub>2</sub> durante el crecimiento de la planta de maíz no son suficientes para contrarrestar totalmente las emisiones generadas durante la producción y el consumo de etanol. Lo anterior es aún más notable en la etapa del consumo. Sin embargo, la absorción de CO<sub>2</sub> durante la producción del maíz representa una ventaja con respecto a otras fuentes de energía, como la gasolina, ya que el maíz absorbe una gran parte del carbono y contribuye a la disminución de GEI.



**Figura 6.5**  
Emisiones de CO<sub>2</sub> durante el ciclo de vida del etanol.

Fuente: Elaboración propia.

La cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub> es la emisión más significativa del ciclo de vida del etanol, al igual que sucede en el ciclo de vida de la gasolina. Los datos correspondientes a la gasolina provienen directamente del Departamento de Transporte de Estados Unidos. Los resultados de la comparación muestran que, en efecto, el etanol proporcionaría un beneficio en comparación con la gasolina, en términos de la cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub> que se generan durante su ciclo de vida. La Figura 6.6 muestra la diferencia entre el total de las emisiones que producen ambos tipos de combustible. De esta manera, se encontró un aspecto potencialmente benéfico de la utilización del etanol como combustible en lugar de la gasolina. Este análisis también se llevó a cabo con todas las emisiones precursoras de GEI, evaluadas mediante la categoría de Potencial de Calentamiento Global (GWP, por sus siglas en inglés). Los resultados son similares, pues las emisiones agregadas del etanol y expresadas en términos de GWP, en promedio, resultan 12% menores que las estimadas para la gasolina.



**Figura 6.6**  
Comparación de emisiones de CO2 entre etanol y gasolina.

Fuente: Elaboración propia.

En otro estudio encomendado por la SENER, se incluyen algunas estimaciones preliminares sobre las emisiones de gases de efecto invernadero para un escenario en el que se adopta un 10% de etanol en las gasolinas del país (SENER-BID-GTZ, 2006). Se utilizó una variedad de precursores y se consideró 2004 como año de referencia.

### Efectos esperados de las emisiones de GEI al adoptarse la producción de etanol a partir de diversos precursores.

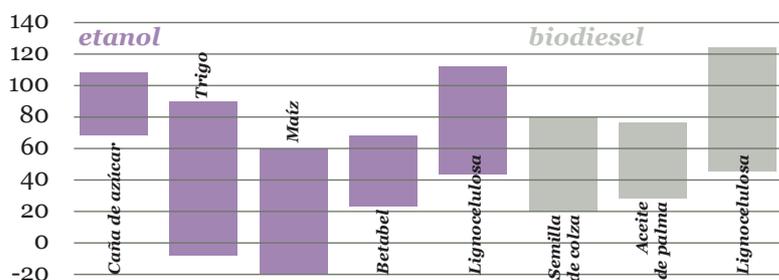
**Tabla 6.3**  
Efectos esperados de las emisiones de GEI al adoptarse la producción de etanol a partir de diversos precursores.

Fuente: SENER-BID-GTZ, 2006.  
(1) Se consideran las emisiones de gasolina en 2.8 kg CO<sub>2</sub> eq. / l gasolina, y la equivalencia (en volumen) de los dos combustibles, empleando una mezcla con 10% de etanol.  
(2) Emisiones evitadas con el etanol y un superávit en el uso de electricidad producida a partir de la caña de azúcar  
(3) Las tecnologías modernas y de uso comercial mejorarán esta relación en el uso de combustibles fósiles hasta alcanzar magnitudes similares a las de otros sistemas.

	Relación de energía fósil	Emisiones de GEI		Mitigación de emisiones de GEI
		Producción de etanol	Emisiones netas evitadas (1)	10 <sup>6</sup> tCO <sub>2</sub> eq./año
Maíz	1.3	1.8	1	3.9
Caña de azúcar (2)	10	0.43	2.72	10.6
Betabel blanco	2	1.4	1.4	5.4
Sorgo dulce	4	0.7	2.1	8.2
Trigo	2	1.8	1	3.9
Yuca (3)	1	—	~ 0	—

Algunos estudios señalan que otra de las preocupaciones asociadas a los biocombustibles de primera generación es que proveen beneficios limitados en la reducción de GEI (con excepción del etanol producido a partir de caña de azúcar) y unos costos relativamente altos en términos de dólares por cada tonelada de CO<sub>2</sub> que se evita. La Figura 6.7 presenta un resumen con los resultados de otros 60 análisis de ciclos de vida para varios precursores de primera y segunda generación de biocombustibles. La Figura ilustra el porcentaje de cambio en las emisiones totales de GEI (sin incluir el cambio en el uso de la tierra) con respecto a las emisiones de un sistema basado en el consumo de gasolina y diesel mineral. Los extremos inferior y superior de cada barra ilustran los valores mínimos y máximos que se derivaron de cada estudio. Esto muestra la necesidad de continuar con la investigación y el desarrollo de otras tecnologías y de otros precursores, en particular de los llamados precursores de segunda generación.

Porcentaje de cambio en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para un rango de biocombustibles de 1<sup>a</sup> y 2<sup>a</sup> generación.



**Figura 6.7**  
Porcentaje de cambio en las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) para un rango de biocombustibles de 1<sup>a</sup> y 2<sup>a</sup> generación.

Fuente: OCDE, 2008. Ese estudio se basó en un análisis de la IEA y de la UNEO sobre un espectro de sesenta LCA.

## 6.5 Biocombustibles de segunda generación

A pesar de que en países como Estados Unidos y Brasil se utilizan cada vez con mayor frecuencia los biocombustibles de primera generación, también adquiere mayor importancia y se le ve más futuro al uso de los biocombustibles de segunda generación. Los biocombustibles de segunda

generación son aquellos provenientes de la celulosa como la madera, los pastos, los residuos de cosechas y las algas. Se espera que esta generación de biocombustibles sea superior a la primera, ya que estos no compiten con los alimentos, sus balances energéticos resultan mejores, no compiten por tierra o agua, no aumentan el uso de fertilizantes y ayudan a la disminución en la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera –entre 70% y 90% de reducción, en comparación con los combustibles fósiles (Science Council, 2008)–. Además, ofrecen una mayor productividad por hectárea, en términos de contenido energético por biocombustible al año (IEA, 2008).

La obtención de etanol a partir de estos materiales tiene un potencial de producción global de 491.1 GL/año (Petrou y Pappis, 2009). Algunas ventajas del uso de los residuos del maíz son la disminución en el ritmo del calentamiento global y la reducción en el impacto sobre los recursos naturales y sobre el ozono. Con esto se espera expandir la variedad de insumos para producir biocombustibles y mejorar su calidad. Se estima que se dispondrá de ellos para uso comercial en 2015 (IEA, 2008).

Sin embargo, se piensa también que el uso de los residuos de las cosechas podría tener efectos negativos, ya que esta biomateria se utiliza para fertilizar los campos de cultivo, mantener la textura y evitar la erosión de la tierra. Ya que no se aprovecharían los residuos como fertilizantes naturales, se tendría que usar una mayor cantidad de fertilizantes químicos, lo que aumentaría considerablemente la proporción tanto de nitrógeno como de fósforo en el suelo y en los mantos acuíferos y, además, provocaría el deterioro ambiental. También se piensa que el uso de esta materia prima tendría un impacto negativo en la emisión de GEI debido a que se usan combustibles fósiles durante la etapa de distribución, específicamente durante la recolección y el transporte.

Esta biomasa celulosa tiene una fuerza tensil mucho mayor que la de los insumos de primera generación, por lo que resulta más difícil romperla para poder formar combustibles líquidos. Requiere tecnología más sofisticada lo que, a su vez, implica una mayor inversión. Por otra parte, esta propiedad de la lignocelulosa también posee ciertas ventajas: su manejo es más fácil, reduce los costos de manejo, almacenamiento y control de calidad que requieren otras cosechas, y su almacenamiento es menos complicado.

A su vez, los biocombustibles de segunda generación pueden clasificarse, según su tratamiento, en los de conversión bioquímica y los de conversión

---

termoquímica. Los de conversión bioquímica son más conocidos por su parecido con los biocombustibles de primera generación. El proceso de conversión bioquímica consiste en el tratamiento previo, la sacarificación, la fermentación y la destilación. La etapa de tratamiento previo se lleva a cabo para separar la celulosa, la hemicelulosa y la lignina y, posteriormente, se puedan romper las complejas moléculas de celulosa y hemicelulosa en moléculas simples de azúcar, por medio de una hidrólisis. En el caso de la lignina, ésta puede recuperarse y utilizarse como combustible para la generación de calor y electricidad en la planta de producción de alcohol (UNCTAD, 2008).

Por su parte, la conversión termoquímica empieza con la gasificación o la pirólisis. En la gasificación, la biomasa se convierte en gas de síntesis que contiene monóxido y bióxido de carbono, hidrógeno y metano, para luego convertirse en bioetanol (GBEP, 2008). Por medio de la pirólisis, se calienta la biomasa en condiciones de ausencia de oxígeno; este proceso puede ser rápido y en él se obtiene un aceite llamado bioaceite, que puede transportarse y almacenarse inmediatamente (GBEP, 2008). Esta última técnica requiere más capital y es óptima para la producción de gran escala, ya que su producto terminado es un combustible limpio que puede usarse directamente en motores (UNCTAD, 2008).

A pesar de las cuantiosas ventajas que poseen los biocombustibles de segunda generación, afrontan una serie de barreras que se deben investigar y erradicar para alcanzar su desarrollo pleno (IEA, 2008):

- Es necesario eliminar los altos costos de producción y la renuencia de algunos productores para reinvertir en una nueva tecnología que desplace a los combustibles de primera generación con el fin de evitar la pérdida de la curva de experiencia.
- Se requieren cambios en la logística y en la cadena de suministro, ya que, hoy en día, los procesos de cultivo, almacenamiento y transporte de biomasa son inadecuados para su producción y distribución de gran escala.
- Se debe conseguir la aceptación de la calidad, tanto por la industria como por los consumidores, y esto sólo es posible si se logra que los bioenergéticos tengan características y rendimientos muy similares a los de los combustibles fósiles, que actualmente dominan el mercado. Por esta razón, es preciso desarrollar nuevas tecnologías para alcanzar el valor, la calidad y la seguridad deseados.
- Hay que eliminar las barreras financieras en términos del riesgo y de

la incertidumbre que representa este nuevo mercado de biocombustibles. El gobierno debe participar en este sector para disminuir el riesgo y demostrar que los biocombustibles de segunda generación pueden ser exitosos comercialmente.

- Se necesitan cambios en el sector forestal y agrícola para poder abastecer la materia prima necesaria en la creación de bioenergéticos.

México es un país con grandes oportunidades en la producción de biocombustibles de segunda generación. Esto debido a que “sus características geográficas y climatológicas lo hacen un sitio adecuado para el cultivo de especies vegetales útiles para generar estos carburantes” y a que podrían cultivarse sin ningún problema tanto algas como jatropha (Excélsior, 2009). La jatropha es un arbusto nativo de México y Centroamérica que crece en zonas áridas y necesita muy poca agua para su cultivo. Al ser procesada, se obtiene un aceite que sirve para producir biodiesel. Recientemente, se llevó a cabo un acuerdo entre México y Colombia para el cultivo y la producción de biocombustible en Chiapas.

Por su parte, las algas se prestan a cultivos en una gran variedad de condiciones: en tierra árida, en agua salada y en mantos acuíferos contaminados. También pueden crecer en estanques abiertos o fotobiorreactores. Los primeros son más económicos; sin embargo, utilizan una mayor cantidad de tierra y agua que los fotobiorreactores, además de que necesitan condiciones climáticas más controladas. En cambio, los fotobiorreactores son mucho más seguros en cuestiones sanitarias y su temperatura puede controlarse, aunque esto implica que el costo de la tecnología que requieren es mucho mayor (Morrison, 2008). La producción de microalgas requiere bióxido de carbono, óxido nitroso y luz (GBEP, 2008). Un problema asociado con el uso de algas para la obtención de energía proviene de su contenido de agua y de que, para removerlas, se deben utilizar métodos intensivos en energía, por lo que esta alternativa es menos atractiva para los inversionistas en términos económicos (Morrison, 2008).

En el caso de la producción de etanol por medio de algas, actualmente existe un proyecto en el estado de Sonora desarrollado por la empresa BioFields, gracias al cual se podrían producir 100 millones de galones de etanol al año en su primera planta, para después llegar a los mil millones de galones en 2012 (Excélsior, 2009). Por otro lado, también se podrían utilizar el olote y las hojas de maíz que se obtienen como residuos de aquellas plantas que producen alimentos para producir biocombustibles a base de celulosa.

---

## 6.6

### Aspectos legislativos

En febrero de 2008 entró en vigor la Ley de Promoción y Desarrollo de Bioenergéticos. La Ley busca contribuir con la diversificación energética y con el mejoramiento de la vida en el campo. En ella se establecen las bases para “promover la producción de insumos para bioenergéticos, a partir de las actividades agropecuarias, forestales, algas, procesos biotecnológicos y enzimáticos del campo mexicano, sin poner en riesgo la seguridad y soberanía alimentaria del país; desarrollar la producción, comercialización y uso eficiente de los bioenergéticos para contribuir a la reactivación del sector rural, la generación de empleo y una mejor calidad de vida para la población; en particular las de alta y muy alta marginalidad; procurar la reducción de emisiones contaminantes a la atmósfera y gases de efecto invernadero; coordinar acciones entre los gobiernos federal, estatales, del Distrito Federal y municipales, así como la concurrencia con los sectores social y privado, para el desarrollo de los Bioenergéticos” (Ley de Promoción y Desarrollo de Bioenergéticos, 2008).

Por otro lado, se establece como mandato la utilización de una concentración máxima de 10% de bioetanol en la mezcla de gasolinas para la infraestructura productiva (SENER-BID-GTZ, 2006).

En esta Ley también se establece la creación de la Comisión de Bioenergéticos, conformada por la Secretaría de Energía (SENER), la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), la Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación (SAGARPA), la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) y la Secretaría de Economía (SE). Sus funciones consisten en elaborar programas para la producción y comercialización de insumos, así como para la producción, almacenamiento, transporte, distribución, comercialización y uso eficiente de los bioenergéticos. En pocas palabras, se encarga de coordinar toda la cadena de suministro de los biocombustibles. Asimismo, fomenta la inversión en infraestructura y en tecnología para hacer más eficiente la cadena de suministro (Ley de Promoción y Desarrollo de Bioenergéticos, 2008).

Por su parte, la SENER estableció el Programa de Introducción de Bioenergéticos, en el cual se busca que, para 2012, la bioenergía cumpla con los requisitos de calidad tanto nacionales como internacionales, contribuya con el desarrollo sustentable en el campo y, por medio de la aplicación

de tecnología de punta, ayude a eliminar las preocupaciones sobre la seguridad alimentaria, la biodiversidad, la contaminación, el uso del agua y la conversión de tierra. Se espera lograr esto por medio del fomento a la información, de la investigación, de la creación de asociaciones para el desarrollo de biocombustibles, la generación de certidumbre en el mercado que permita mayores inversiones y el impulso a la implementación, el aumento de capacidades y la producción de bioenergéticos (SENER, 2006).

Por otro lado, la Comisión Intersecretarial para el Desarrollo de Biocombustibles creó el Programa de Producción Sustentable de Insumos para Bioenergéticos y de Desarrollo Científico y Tecnológico. Sus objetivos principales son: “Incentivar la producción de insumos para Bioenergéticos; promover desarrollo científico y tecnológico de punta en cultivos con potencial; fomentar el uso de paquetes tecnológicos integrales; asesorar a los productores en la creación de empresas productoras de insumos para bioenergéticos; propiciar una coordinación y colaboración permanente con los poderes, órdenes de gobierno, actores políticos, económicos, académicos y sociales” (Comisión Intersecretarial para el Desarrollo de los Bioenergéticos, 2008).

Estos dos programas aseguran la coordinación y la unión de esfuerzos y de recursos multisectoriales para lograr una producción sustentable de insumos necesarios en la generación de bioenergéticos. Asimismo, se busca que aumenten las inversiones en investigación y desarrollo tecnológico para mejorar el proceso de producción, y cumplir así con los objetivos planteados por la Ley de Promoción y Desarrollo de Bioenergéticos.

En noviembre de 2008, se publicó la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética, con la que se pretende incentivar la investigación, la producción y el consumo de bioenergéticos, por medio de “políticas, programas, acciones y proyectos encaminados a conseguir una mayor utilización y aprovechamiento de las fuentes de energía renovables y las tecnologías limpias” (Bernal et al., 2008).

## 6.7 Otras barreras e incentivos

De acuerdo con un análisis económico realizado en México sobre la introducción de biodiesel a partir de distintos precursores, se encontró que, en todos los casos, los precios de producción del biodiesel son mayores que

---

el costo de oportunidad del diesel que comercializa PEMEX. Sin embargo, es importante señalar que la situación en México no es muy diferente a la de otros países, aunque es más evidente dado el bajo costo del diesel de petróleo, el cual cuenta, incluso, con subsidios especiales dentro del sector agrícola. Los costos de producción del biodiesel tienen un rango de entre \$5.3 y \$12.4 por litro equivalente. Los cultivos más competitivos son la palma, el girasol y la soya.

La producción de biodiesel a partir de semilla de colza y de soya es un proceso maduro en todo el mundo. El biodiesel que se produce a partir de la *jatropha* es técnicamente viable, aunque no se tiene tanta experiencia sobre su uso a escala internacional. Por último, el biodiesel de palma tiene el inconveniente de que no permite que los ésteres satisfagan los requerimientos de flujo en frío en las regiones templadas.

La *jatropha* es promisorio, pero aún debe resolverse el problema de las posibles toxinas en la glicerina y de otros subproductos que se generan en el proceso. Los costos de los insumos agrícolas representan entre 59% y 91% de los costos de producción del biodiesel. En muchos casos, como el de la soya, estos dependen, en gran medida, de la posibilidad de vender los subproductos agrícolas.

Algunos estudios señalan que los principales cuellos de botella para la introducción exitosa del biodiesel en México están en el sector agrícola. Por esta razón, se propone establecer un amplio plan de apoyo a la agricultura para lograr el suministro nacional de los insumos (SENER-BID-GTZ, 2006). El estudio señala que se deben ofrecer los siguientes estímulos con el objetivo de tener una economía rural más dinámica:

- Apoyar cultivos oleaginosos de pequeña escala, los cuales aumentan el valor añadido de la agricultura rural y contribuyen a la biodiversidad. Es preciso iniciar un plan de promoción específico (como, por ejemplo, el programa brasileño de biodiesel).
- Es necesario conocer mejor algunos cultivos oleaginosos, como la *jatropha*. Los conocimientos que resulten de estas actividades de investigación tendrán que transferirse a la población rural a través de programas educativos.
- La formación de cooperativas especializadas permitirá crear sinergias a través de una utilización conjunta de la maquinaria. Debería fomentarse el acceso al financiamiento y a la asistencia técnica.
- Las agencias de financiamiento, como FIRA, tendrían la posibilidad

de crear programas especiales para el biodiesel o su producción con tasas de interés preferenciales.

- Hay que fomentar la integración de la producción de semillas oleaginosas, así como el prensado de semillas, el refinado de aceites y la producción de biodiesel (ya que es económicamente viable) para retener el valor añadido en las áreas rurales.

## 6.8

# Conclusiones

El desarrollo y la aplicación de los biocombustibles de primera generación, con criterios estrictos de sustentabilidad, representa un punto de partida para diversificar la oferta energética en el país y promover el desarrollo regional. Como se presentó a lo largo de este capítulo, la decisión sobre qué cultivos promover, dónde y con qué paquetes agronómicos se van a establecer y qué tipo de tecnología se usará en su procesamiento es clave.

En el caso del etanol, existen diversas alternativas tecnológicas para mejorar la producción de cultivos precursores y el proceso del etanol, construir refinерías de ciclo cerrado, así como para promover los usos alternativos de los subproductos generados durante la producción de bioetanol (incluida, por ejemplo, la cogeneración de electricidad en los ingenios). Tomando en cuenta el panorama de México y el estado actual de los ingenios, se requiere una fuerte inversión, tanto pública como privada, y subsidios iniciales. La meta es que el bioetanol sea competitivo y arroje un impacto positivo sobre el medio ambiente.

Los impactos potenciales de los biocombustibles son diversos. Por ejemplo, la selección de la semilla precursora que se empleará en la producción de etanol o biodiesel debe tomar en cuenta el nivel de conocimiento agronómico, el balance energético (que expresa la relación entre la demanda y la producción energética para una determinada combinación de materia prima y proceso de conversión), la disponibilidad de subproductos de valor económico, los impactos ambientales (de la producción agrícola e industrial y de tipo global, como las emisiones de gases de efecto invernadero) y la competencia con la producción de alimentos.

En un primer análisis, tomando en cuenta estos criterios, la caña sobresale como la mejor opción para promover la producción de etanol en México en

---

el corto plazo, ya que se cuenta con mucha experiencia en el uso de ese cultivo. Sin embargo, se necesitan cambios importantes en cuestiones de política y de subsidios, más posibilidades de cogeneración eléctrica y una modernización de los ingenios que se utilicen para este propósito.

Consideramos, asimismo, que el maíz no debería promoverse como materia prima para la producción de etanol, ya que éste forma parte de la canasta básica de la alimentación mexicana. Además, México no es auto-suficiente en el cultivo y presenta índices muy bajos, o nulos, de sustitución de combustibles fósiles o emisiones de gases de efecto invernadero.

En México, ya se publicó una licitación para que empresas particulares surtan a PEMEX Refinación la cantidad de 176 millones de litros de etanol anuales. El precio de compra del etanol está fijado en \$8.20 por litro por 5 años, dejando del lado del producto el riesgo de un aumento en el precio de sus insumos y de los materiales precursores. Por otro lado, el uso del maíz nacional está prohibido, lo que limita los insumos para la fabricación del etanol prácticamente a la caña de azúcar. Además, se dará preferencia a aquellas empresas que cuenten con instalaciones de producción (Reforma, 2009). En principio, estas reglas se refieren a algunas de las preocupaciones señaladas a lo largo de este capítulo, por lo que será importante darle seguimiento a esta licitación y verificar que el programa de biocombustibles en realidad continúe alineando a los principios económicos, sociales y ambientales requeridos para todo proyecto sustentable.

A partir de 2008, se cuenta también con leyes que regulan la investigación y el desarrollo de los bioenergéticos, como la Ley de Promoción y Desarrollo de Bioenergéticos y la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética. México se encuentra en la etapa inicial del marco regulatorio sobre esta nueva industria y aún le queda un gran camino por recorrer para poder contar con un sistema jurídico fuerte sobre el cual pueda apoyarse y desarrollarse plenamente esta industria.

Por otro lado, los biocombustibles de segunda generación son una mejor opción para México, ya que estos no compiten con los alimentos, su cultivo es de menor costo y tanto su balance de energía como el de emisiones de gases son positivos. Hoy se sabe que los cultivos energéticos de segunda generación tienen una eficiencia en el uso de suelo un 50% mayor que la de aquellos de primera generación, medida en términos de la distancia que puede recorrer una unidad de transporte con lo generado por una hectárea

de cultivo. Además, estos no están destinados exclusivamente al transporte, sino que pueden utilizarse como combustibles de cocina o para la pequeña industria, principalmente en aquellas zonas rurales en donde se encuentren las plantas transformadoras. Esto evitaría el aumento en las emisiones de GEI y en los costos de transporte.

Este tipo de biocombustibles aún se encuentra en etapa de investigación y desarrollo, por lo que su disponibilidad comercial podría tardar una década. De ser así, México estaría listo para participar activamente en el mercado, ya que posee una gran variedad climática, oferta de mano de obra rural y centros de investigación de impacto internacional que podrían llegar a desarrollar tecnología acorde con las condiciones del país.

En resumen, se requiere de un gran sistema tecnológico, innovador e informativo en el que cada uno de los eslabones que conforman la cadena de suministro estén intercomunicados y participen activamente, para ser capaces de integrar de lleno a los biocombustibles en el patrón de consumo nacional (por ejemplo, por medio de mezclas con los combustibles fósiles) y no simplemente producir insumos destinados a la exportación a otros países

Para lograrlo, es preciso que el mercado de combustibles fósiles comparta sus ya bien establecidos canales de distribución y sus instalaciones de mezclado con esta nueva forma de combustible, ya que los biocombustibles no son sustitutos perfectos de la gasolina en un futuro inmediato, sino simplemente representan un método de transición hacia combustibles más limpios.

Asimismo, es necesario contar con la participación de otros países, ya sea para iniciar proyectos de investigación de manera conjunta, para invertir en la apertura de plantas de producción de etanol y de automóviles de combustible flexible (*flex-fuel*), así como para transferir adelantos tecnológicos y establecer normas o tratados que regulen el uso internacional de la bioenergía y su comercio internacional. En ese sentido, México va por buen camino, pues ya colabora con países como Estados Unidos y Canadá, compartiendo información entre las Comisiones de Bioenergía correspondientes.

Conocer mejor los biocombustibles de segunda generación permitiría reducir el impacto ambiental y posibilitaría la formación de un marco regulatorio más completo para toda su cadena de suministro. Esto establecería las condiciones necesarias para la inversión en investigación y en desarrollo, y la apertura y la regulación de plantas productoras de bioenergía.



## Bibliografía

### **Agricultural Research Magazine, 2009.**

Ethanol Byproducts Offer Savings for Farmers and Industry. *Agricultural Research Magazine*. Volumen 57, número 2, pp. 6-8

### **Bernal, C. et al., 2008.**

*Cambio climático y energías renovables: Evaluando la opción del Biodiesel*. México: UNAM.

### **Brown, L. R., 2008.**

*Why ethanol production will drive world food prices even higher in 2008*. <http://cleantech.com/news/2360/why-ethanol-production-will-drive-world-food-prices-even-higher-in-2008>. Fecha de consulta: junio, 2009.

### **Burstein, J. y Pérez, M., 2007.**

*Foreign Policy In Focus. Mexico Pays a Heavy Price for Imported Corn*. Washington: FPIF.

### **Comisión Intersecretarial de Cambio Climático. Gobierno Federal, 2009.**

Programa Especial de Cambio Climático 2009-2012. *Diario Oficial de la Federación*, 28/08/2009.

### **Comisión Intersecretarial para el Desarrollo de los Bioenergéticos, 2008.**

*Los Bioenergéticos en México*. México: SENER, SEMARNAT, SAGARPA, SHCP Y SE

### **Council for Agricultural Science and Technology (CAST), 2006.**

*Convergence of Agriculture and Energy: Implications for research and policy*. Ames, Iowa: CAST.

### **Denis, N., Meiser, A. et al., 2007.**

*Betting on biofuels? A beyond-the-hype look at investments*. *Renewable Energy World International Magazine*, July/August 2007 - Volumen 10, número 4.

### **El Financiero, 2008.**

Monsanto listo para iniciar la siembra experimental, *El Financiero*, 2 de septiembre, 2008, Sección Economía, p. 15.

### **IEA, International Energy Agency, 2008.**

*From 1st to 2nd Generation Biofuel Technologies*. París: IEA.

### **IEA, International Energy Agency, 2009.**

*Renewable Information*, 2009. París: IEA.

---

### **Escalante, R. y Catalán, H., 2008.**

*Situación actual del sector agropecuario en México: perspectivas y retos.* Economía Informa, número 350, enero-febrero 2008.

### **Excélsior 2009.**

México, ideal para biocombustibles. *Excélsior online.* [http://www.exonline.com.mx/diario/noticia/dinero/economia/mexico\\_ideal\\_para\\_biocombustibles/470542](http://www.exonline.com.mx/diario/noticia/dinero/economia/mexico_ideal_para_biocombustibles/470542). Fecha de consulta: 12 de enero, 2009.

### **FAO, Food and Agriculture Organization of the United Nations, 2007.**

*GBEP, Global Bioenergy Partnership. A review of the current state of Bioenergy development In G8 +5 countries.* Roma: FAO.

### **FAO, Food and Agriculture Organization of the United Nations, 2008.**

*The state of food and agriculture - Biofuels: prospects, risks and opportunities.* Roma: FAO.

### **Henriques, G. y Patel, R., 2004.**

*NAFTA, Corn, and Mexico's Agricultural Trade Liberalization.* Americas Program, Silver City, NM: Interhemispheric Resource Center.

### **Inter Press Service (IPS), Cevallos, D., 2007.**

*Desafíos 2008: México hacia la apertura agrícola en zona de asimetrías.* <http://ipsnoticias.net/nota.asp?idnews=86963>. Fecha de consulta: 12 de diciembre, 2007.

### **ISAAA, 2008.**

*Situación mundial de la comercialización de cultivos biotecnológicos/transgénicos en 2008.* [http://www.oleaginosas.org/art\\_292.shtml](http://www.oleaginosas.org/art_292.shtml). Fecha de consulta: 31 de octubre, 2009.

### **Jull, C. y Carmona, P., 2007.**

*The Legal Framework For Bioenergy.* Roma: FAO.

### **Liska, A.J. et al., 2008.**

*Improvements in Life Cycle Energy Efficiency and Greenhouse Gas Emissions of Corn-Ethanol.* Journal of Industrial Ecology, Volumen 13, número 1, Date: febrero 2009, pp. 58-74.

### **Marrero, R. C., 2008.**

*Fueling the Debate: Agrofuels, Biodiversity, and Our Energy Future (#10).* Washington: Americas Program, Center for International Policy (CIP).

**McCornick, P. G., 2007.**

*Water for food, energy and the environment?* International conference at ICRISAT Campus, Hyderabad, India, 29-30 enero 2007

**McKinsey, 2008.**

*Global GHG cost curve v2.0.* México: McKinsey.

**Mejía, M. y Peel, D., 2009.**

*Determining the Feasibility of Yellow Corn Production in Mexico.* Atlanta: Southern Agricultural Economics Association.

**Mora, J. A., 2008.**

*Improving Agriculture: The Real Challenge of the XXI Century.* Des Moines: The world food prize.

**Morrison, L., 2008.**

*Second-generation biofuels may offer a way forward.* <http://www.engineeringnews.co.za/article/secondgeneration-biofuels-may-offer-a-way-forward-2008-10-31>. Fecha de consulta: 31 de octubre, 2008.

**Patzek, T. W., 2006.**

*Thermodynamics of the corn-ethanol biofuel cycle.* <http://petroleum.berkeley.edu/papers/patzek/CRPS416-Patzek-Web.pdf>. Fecha de consulta: 25 de junio, 2009.

**Perrin, R. K., 2008.**

*Ethanol and Food Prices – A Preliminary Assessment.* Lincoln: University of Nebraska.

**Petrou, E. y Pappis, C., 2009.**

*Biofuels: A survey on Pros and Cons.* Energy Fuels Año 2009; Volumen 23, pp. 1055–1066.

**Rajagopal, D. y Zilberman, D., 2008.**

*The Use of Environmental Life-Cycle Analysis for Evaluating Biofuels.* Agricultural and Resource Economics Update, Berkeley: University of California.

**Reforma, 2009.**

Acuerdos etanoleros. *Reforma*, 27 de octubre de 2009. Sección Negocios, Subsección Capitanes, p. 4.

**REMBIO, Red Mexicana de Bioenergía, 2009.**

[www.rembio.org.mx](http://www.rembio.org.mx). 25 de mayo, 2009.

**REN21, 2009.**

*Renewables Global Status Report: 2009 Update.* París: REN21 Secretariat.

**Romero-Hernández, O., Romo Murrillo, D. y Samaniego Breach, R., 2005.**

*Industria y medio ambiente en México.* México: Miguel Ángel Porrúa.

---

**Romero-Hernández, O., 2006.**

Energía, medio ambiente y desarrollo sostenible, en Romero et al., *Introducción a la Ingeniería*. México: Cengage Learning.

**SAGARPA-SE-SENER-SEMARNAT-SHCP, 2009.**

*Estrategia Intersecretarial de los Bioenergéticos*. México: SENER

**Sánchez, C. I. et al., 2008.**

*Climate Uncertainty, water availability and social behavior in Mexican Agriculture*. XIIIITH World Water Congress, 1-4 septiembre 2008, Montpellier, Francia.

**Schwentesius, R. R. y Gómez, M. A., 2003.**

*NAFTA'S Impact on Mexican Agriculture: An Overview*. en *Lessons from NAFTA*, Hemispheric Social Alliance report, 2003, p. 29.

**Science Council, 2008.**

*Bio-fuels Research in the CGIAR: A Perspective from the Science Council*. Roma: FAO.

**SEMARNAT-INE-UNAM-CIECO, 2008.**

*Análisis Integrado de las Tecnologías, el Ciclo de Vida y la Sustentabilidad de las Opciones y Escenarios para el Aprovechamiento de la Bioenergía en México*. México: SEMARNAT.

**SENER, Secretaría de Energía, 2009.**

*Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía*. México: SENER.

**SENER, Secretaría de Energía, 2009.**

*Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables*. México: SENER.

**SENER, 2008.**

*Programa de Introducción de Bioenergéticos*. México: SENER.

**SENER-BID-GTZ, 2006.**

*Potenciales y Viabilidad del Uso de Bioetanol y Biodiesel para el Transporte en México*. Proyectos ME-T1007 – ATN/DO-9375-ME y PN 04.2148.7 001.00. México: SENER.

**Sexton, S. E., Rajagopal, D., Zilberman, D. y Roland-Holst, D. W., 2007.**

*The Intersection of Energy and Agriculture: Implications of Rising Demand for Biofuels and the Search for the Next Generation*. Agricultural and Resource Economics Update publicado por Giannini Foundation of Agricultural Economics, volumen 10, p. 5.

**Sexton, S. E. y Zilberman, D., 2008.**

*Biofuel impacts on climate change, the environment and food*. Report to the Renewable Fuels Agency (St Leonards-on-Sea, East Sussex: Renewable Fuels, May 19, 2008).

**Stern, N., 2007.**

*The Economics of Climate Change: The Stern Review.* Cambridge, R. U.: Cambridge University Press.

**The Mid-Atlantic Regional Water Program, 2007.**

*Biofuels and Water Quality – Meeting the Challenge & Protecting the Environment.* Mid Atlantic Water Program USDA-CSREES, Maryland: MAWQ.

**The National Academy of Sciences, 2007.**

*Water Implications of Biofuels Production in the United States.* Washington: The National Academies Press.

**The New York Times, 2003.**

U.S. Corn Subsidies Said to Damage Mexico. *The New York Times*, 27 de agosto, 2003, Sección C, p. 4.

**Trejo, E. C. G., 2007.**

*Estudio de Derecho Comparado y Marco Jurídico Internacional sobre Biocombustibles/Bioenergéticos.* Subdirección de Política Exterior, México: Cámara de Diputados LX Legislatura. Ciudad: editorial. o sitio web. Fecha de consulta:

**United Nations Conference on Trade and Development (UNCTAD), 2008.**

*Biofuel production technologies: status, prospects and implications for trade and development.* Ginebra: UNCTAD.

**Zahniser, S. y USDA, 2007.**

*NAFTA at 13: Implementation Nears Completion.* Outlook Report from the Economic Research Service: USDA.



---

# 7. Elementos para la promoción de la energía eólica en México<sup>1</sup>

*Arturo Romero Paredes,  
Ana Delia Córdova,  
Rubén Guízar,  
Moisés Lino,  
Manuel Luengo  
y Mark Oven*

## 7.1 Introducción

<sup>1</sup> Capítulo elaborado con base en el documento de Arturo Romero Paredes, Ana Delia Córdova, Rubén Guízar, Moisés Lino, Manuel Luengo y Mark Oven, 2009. *Elementos para la promoción de la energía eólica en México.* USAID. <http://www.amdee.org/LiteratureRetrieve.aspx?ID=44031> y en el documento de Manuel Luengo y Mark Oven, 2009. *Análisis comparativo del marco eléctrico legal y regulatorio de EE. UU. y México para la promoción de la energía eólica.* USAID. <http://www.amdee.org/LiteratureRetrieve.aspx?ID=44032>.

La capacidad mundial de generación de energía eólica se duplica cada 3.5 años desde 1990. Actualmente, la industria eólica capta 43% de la inversión en el sector eléctrico mundial y crece a un ritmo de entre 20% y 30% cada año. Las proyecciones de la Asociación Mundial de Energía Eólica (WWEA, por sus siglas en inglés) indican que la capacidad instalada llegará a los 190,000 MW en el año 2010.

Los incentivos para favorecer la creación de plantas generadoras de energía alternativa como política pública han demostrado ser, en muchos países, el catalizador de crecimiento en la capacidad de generación por fuentes no convencionales. Con estos estímulos que forman parte de la política energética

---

de diversos países, los emprendedores son atraídos para invertir, con lo que se generan energía y fuentes de empleo, se promueve el desarrollo regional, se crean industrias diferentes a las convencionales y se impulsa a las existentes, como la cementera, la eléctrica y la de maquinaria pesada, entre otras.

En los últimos años, México ha desempeñado un papel relevante en el tema eólico, y el protagonista es Oaxaca. En este estado no existía una ley de fomento o promoción de la energía eólica, había pocos datos –aunque muy confiables– sobre su potencial eólico y sólo algunas empresas contaban con la capacidad para generar este tipo de energía. No obstante, el gobierno estatal tenía la voluntad política para impulsar esta industria, lo que constituye una lección muy importante para México y el mundo.

En el ámbito nacional, los sitios que tienen un potencial eólico destacado se encuentran en los estados de Baja California, Baja California Sur, Zacatecas, Tamaulipas, Campeche y Yucatán. Sin embargo, se sabe que gran parte del litoral mexicano cuenta con recurso eólico aprovechable. De acuerdo con cálculos de los Laboratorios de Energía Renovable de Estados Unidos (NREL, por sus siglas en inglés), el Istmo de Tehuantepec tiene un potencial aprovechable de hasta 35,000 MW, aunque el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) ha calculado, en forma muy conservadora, un potencial de 5,000 MW.

En este capítulo se presentan indicadores económicos que muestran que toda área con factores de planta superiores al 30% es económicamente rentable. En México existen sitios que rebasan ese valor, por lo menos en los estados con proyectos más avanzados. La capacidad de las redes y los costos de porteo siguen siendo temas pendientes en las agendas de los principales actores. El proyecto de Temporada Abierta de Oaxaca no es suficiente, y lo más preocupante es que se vislumbran para los próximos años pocas obras de ese tipo.

Por último, si bien la generación a partir del recurso eólico aporta claros beneficios al medio ambiente, la definición de proyectos debe considerar el impacto ambiental. En el caso de la energía eólica, la principal preocupación es el efecto de los aerogeneradores sobre las aves migratorias. En ese sentido, en 2007, el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) llevó a cabo un programa de investigación y, mediante el uso de un radar, logró evaluar el paso de doce millones de aves de 130 especies cada temporada en el Istmo de Tehuantepec. La información resultante tiene como objetivo la aplicación de medidas de protección y mitigación basadas en mejores prácticas internacionales.

## 7.2

# Panorama mundial de la industria eólica

La industria eólica en el mundo ha logrado avances significativos, desde que se instalaron las primeras granjas de viento, en los años ochenta, hasta las de última tecnología. Este crecimiento se debe a la situación energética mundial y a la respuesta estratégica de gobiernos, empresas y comunidades. El desarrollo tecnológico y el éxito de dichas iniciativas pioneras propiciaron un efecto multiplicador.

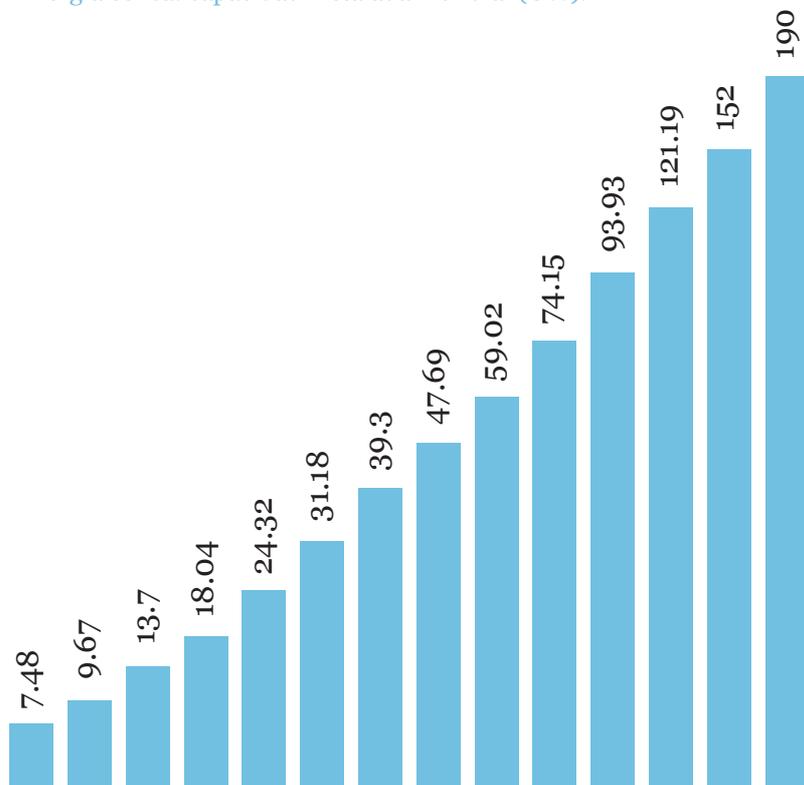
Muchos países de Europa Occidental viven bajo una presión constante porque sus yacimientos nacionales de petróleo o de carbón no son suficientes para atender la demanda creciente de sus economías, sobre todo en materia de generación de electricidad. Asimismo, los problemas tradicionales con los principales productores de Medio Oriente, desde la época del embargo petrolero, aunados al aumento en los precios del petróleo, obligaron a países como Alemania, España, Dinamarca, Noruega y Reino Unido, entre otros, a utilizar sus recursos naturales y así cubrir una buena parte de sus necesidades energéticas.

Actualmente, esas naciones tienen una importante capacidad instalada de generación eléctrica basada en fuentes alternas. Esto gracias a que reformaron algunas de sus leyes, otorgaron estímulos fiscales y apoyos gubernamentales, e implementaron regulaciones favorables, subsidios, normativas y leyes internacionales. Con el paso del tiempo se convirtieron, además, en generadores de tecnologías cada vez más eficientes que entran en franca competencia con los combustibles fósiles –sobre todo en un marco de preocupación global por el medio ambiente–. El fenómeno, sin duda, favoreció a la aparición de mercados de bonos de carbono, al amparo de los acuerdos y obligaciones derivados del Protocolo de Kioto.

### 7.2.1 Situación actual

En los últimos 10 años, la capacidad instalada mundial de energía eólica creció en forma inusitada, de 7,480 MW en 1997 a más de 120,000 MW en 2008, como se aprecia en la Figura 7.1 (WWEA, 2009). El incremento de la capacidad de generación eólica añadida, desde que se inició su explotación industrial hasta el año 2003, es similar al que se registró entre ese año y 2007.

### Energía eólica: capacidad instalada mundial (GW).



**Figura 7.1**  
Energía eólica: capacidad instalada mundial (GW).

Fuente: WWEA, 2009.

La WWEA prevé que la capacidad instalada llegará a los 190,000 MW en el año 2010 debido al desarrollo acelerado de esta industria, sobre todo en los últimos años. Por ejemplo, China creció 106.5%, al pasar de 5,912 MW en 2007 a 12,210 MW para fines de 2008 –tomando como base el año 2006, con un crecimiento de 127%–. Por su parte, Estados Unidos lo hizo en 49.7%, pues en 2007 contaba con 16,819 MW instalados y a finales de 2008 aumentó a 25,170 MW –colocándose en el primer lugar en capacidad instalada (lugar que le pertenecía a Alemania)–. Por otro lado, Australia incrementó su parque eólico nacional en 82.8%, al pasar de 817 MW en 2007 a 1,494 MW en 2008; mientras que India hizo lo propio al crecer 22%. Irlanda, a su vez, creció 54.6% en este período; Polonia, 71%, y Bélgica, 33.7%. Italia, Francia y Reino Unido crecieron entre 37% y 38%. Turquía lo hizo en un 61.2% (WWEA, 2009). En la Tabla 7.1 se presentan los casos más sobresalientes de crecimiento en la capacidad de generación eólica, en el período 2005-2008.

Lugar 2008	País	Capacidad total instalada, fin 2008	Capacidad añadida, 2008	Tasa de incremento, 2008	Capacidad total instalada, fin 2007	Capacidad total instalada, fin 2006	Capacidad total instalada, fin 2005
			MW	%	MW	MW	MW
1	Estados Unidos	25,170.00	8,351.20	49.7	16,818.80	11,603.30	9,149.00
4	China	12,210.00	6,298.00	106.5	5,912.00	2,599.00	1,266.00
6	Italia	3,736.00	1,009.90	37	2,726.10	2,123.40	1,718.30
7	Francia	3,404.00	949	38.7	2,455.00	1,567.00	757.2
8	Reino Unido	3,287.90	898.9	37.6	2,389.00	1,962.90	1,353.00
10	Portugal	2,862.00	732	34.4	2,130.00	1,716.00	1,022.00
14	Australia	1,494.00	676.7	82.8	817.3	817.3	579
15	Irlanda	1,244.70	439.7	54.6	805	746	495.2
19	Polonia	472	196	71	276	153	73
22	Bélgica	383.6	96.7	33.7	286.9	194.3	167.4
24	Brasil	338.5	91.5	37	247.1	236.9	28.6
25	Turquía	333.4	126.6	61.2	206.8	64.6	20.1
27	Corea del Sur	278	85.9	44.7	192.1	176.3	119.1
28	Bulgaria	157.5	100.6	176.7	56.9	36	14
31	Hungría	127	62	95.4	65	60.9	17.5
36	Estonia	78.3	19.7	33.6	58.6	33	33
43	Sudáfrica	21.8	5.2	31.4	16.6	16.6	16.6
46	Uruguay	20.5	19.9	3308.3	0.6	0.2	0.2
60	Cuba	7.2	5.1	242.9	2.42.9	0.5	0.5
61	Ecuador	4	0.9	30.7	3.1	0	0
	76 países registrados						
	<b>Total mundial</b>	<b>121,187.90</b>	<b>27,261</b>	<b>29</b>	<b>93,926.80</b>	<b>74,150.80</b>	<b>59,024.10</b>

**Tabla 7.1**  
Crecimiento de generación eólica instalada en países seleccionados, 2005-2008.

Fuente: Elaboración propia, con base en datos de WWEA, 2009.

Se puede observar que todos los países analizados (de los 76 registrados) crecieron a una tasa mayor que el promedio mundial total, que fue del 29% entre 2007 y 2008. Probablemente lo que los ha motivado a desarrollar cada vez más su capacidad eólica instalada es el interés por experimentar con otras tecnologías de generación de electricidad. Además, estos países cuentan con mucha experiencia en este tipo de sistemas después de casi 20 años de operación, desde que se construyeron los primeros parques eólicos –cuando las capacidades de los aerogeneradores eran de escasos

50 kW, montados en torres no mayores a los 25 metros y con diámetros de rotor de 14 metros– hasta llegar a la impresionante turbohélice fabricada por Enercon –con capacidad de 4.5 MW, con diámetros de rotor cercanos a los 120 metros montados en torres de 124 metros–.

### 7.2.2 Panorama de la industria eólica en México

En la década de los ochenta, cuando se empezaron a desarrollar las energías renovables en México, se estudiaron las condiciones en los estados de Oaxaca e Hidalgo, con las herramientas que estaban al alcance. La participación de fondos externos, así como la colaboración entre los países, permitió llevar a cabo mediciones sistemáticas y con una metodología más confiable. Posteriormente, la tecnología permitió hacer aproximaciones con datos extraídos de los aeropuertos, de barcos, de imágenes de las estaciones meteorológicas sobrepuestas en mapas de fotografías aéreas y, más tarde, con datos satelitales. La tecnología para la medición del viento también ha evolucionado y México continúa beneficiándose del interés que hay en sus sitios ventosos.

Actualmente, el país cuenta con información anemométrica gracias a los trabajos de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) (Tabla 7.2), y por los trabajos realizados en los Laboratorios Nacionales de Energía Renovable de Estados Unidos (NREL, por sus siglas en inglés) (Jaramillo, 2008).

Estado	Sitios con información
Baja California	Laguneros y Vizcaíno (CFE)
Baja California Sur	Región Pacífico Norte, San Bartolo, Rancho Mar Azul y Bahía Magdalena (IIE+SNL), San Carlos e Isla Margarita (CFE)
Campeche	Isla del Carmen (IIE)
Coahuila	Valle del Hundido y Valle de Acatitla (IIE)
Estado de México	Valle de México (IIE)
Hidalgo	El Gavillero y Pachuca (IIE)
Oaxaca	La Ventosa (CFE, IIE)
Quintana Roo	Puerto Juárez, Cancún, Cozumel, Puerto Morelos, Chemuyil, Cobá y Xcalak (IIE+ SNL)
Veracruz	Laguna Verde (IIE, CFE), Lerdo y Acayucan (CFE)
Zacatecas	Cerro de la Virgen (IIE)

**Tabla 7.2**  
Sitios en México donde se ha realizado medición anemométrica.

Fuente: Jaramillo, 2008.

### *Sitios con potencial eólico en México*

La estimación del potencial del recurso varía según la fuente. NREL calcula que tan sólo en el Istmo de Tehuantepec existe un potencial de capacidad aprovechable cercano a los 35,000 MW, en tanto que el IIE, con una visión más moderada, afirma que la capacidad en esa zona es de 5,000 MW. Por su parte, el Centro de Investigación en Energía de la Universidad Nacional Autónoma de México (CIE-UNAM) afirma que el potencial es de 2,000 MW (Jaramillo, 2008), mientras que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) sugiere que el potencial en esa región es superior a los 10 000 MW (Barnés de Castro, 2006).

Los sitios que cuentan con un potencial destacado de recurso eólico son los siguientes: La Rumorosa en Baja California, la zona de Guerrero Negro en Baja California Sur, el Cerro de la Virgen en Zacatecas, la costa de Tamaulipas, la zona de Campeche, el Istmo de Tehuantepec y la Península de Yucatán. Sin embargo, se sabe que gran parte del litoral mexicano detenta recurso eólico aprovechable. En ese sentido, NREL desarrolló una serie de mapas de viento para algunos estados del país. El más completo, sin duda, es el de Oaxaca, aunque también tiene los correspondientes a Yucatán, Quintana Roo, Baja California y Campeche (NREL, 2003).

### *Reseña histórica de las energías renovables en México*

El aprovechamiento y el desarrollo de las energías renovables en México se relacionan con las necesidades de cobertura eléctrica en el país. La gran extensión del territorio nacional y el que haya miles de poblaciones rurales en zonas de difícil acceso y con limitados medios de comunicación, han dificultado y encarecido la expansión de la red eléctrica nacional. Esta situación obligó a distintos gobiernos federales, estatales y locales, sobre todo a finales de los años ochenta, a buscar otras opciones de generación eléctrica in situ.

Algunos programas como Solidaridad, creado durante el gobierno de Carlos Salinas de Gortari, y Progresía, establecido en el sexenio de Ernesto Zedillo, fueron francos impulsores del aprovechamiento de la energía renovable en comunidades y en zonas remotas del país. Sin embargo, la energía eólica permaneció limitada a pequeños sistemas.

Como consecuencia, las energías renovables –principalmente la fotovoltaica– encontraron nichos importantes en lugares de México donde no hay

---

acceso a las redes eléctricas. Estas energías se utilizan para dotar de electricidad a campamentos ecoturísticos, el bombeo y la purificación de agua; en proyectos productivos en zonas y poblados pesqueros; en sitios de investigación y cooperación internacional, y en áreas naturales protegidas. Otras de las aplicaciones que surgieron a principios de los noventa fueron los proyectos de alimentación eléctrica para sistemas de telefonía y redes de telecomunicaciones.

Todos estos mecanismos han impulsado el desarrollo de pequeños enclaves de generación alternativa, ya sea solar, híbrida, eólica o de minihidroeléctricas; sin embargo, estos enclaves tienen dimensiones y resultados muy limitados cuando no están en manos institucionales. La experiencia en México demuestra que si no hay un trabajo social previo, una planeación adecuada, un seguimiento constante, una capacitación básica, además de un soporte financiero y la provisión de repuestos y refacciones adecuados, este tipo de desarrollos fracasarán.

En una investigación realizada por el IIE acerca del aprovechamiento de las fuentes de energía alternativa en el ámbito rural en México se destacó que al menos 50% de los proyectos fueron abandonados o vandalizados debido a que no se les daba seguimiento, casi nunca se realizaron actividades de mantenimiento o no se suministraron partes o insumos para su correcta operación. En otros casos, dichas iniciativas quedaron inconclusas o la mala administración de los usuarios provocó su rápido deterioro (IIE, 2006).

En otro estudio sobre las lecciones aprendidas del desarrollo de proyectos de generación de electricidad a partir de fuentes alternativas se destaca que, en materia de energía eólica, los primeros proyectos fueron pequeños desarrollos de tipo productivo en zonas rurales donde no existía el servicio de energía eléctrica. También se utilizaban para aportar electricidad a algunos proyectos productivos, por ejemplo, pequeñas fábricas de hielo que requerían conservar productos perecederos. Básicamente se trató de iniciativas híbridas que, en su mayoría, fracasaron por falta de seguimiento, mantenimiento y capacitación (Romero, 2005).

En lo que concierne exclusivamente a la energía eólica, se han emprendido proyectos importantes, aunque pioneros en este tipo de generación. La mayoría de ellos están ligados a actividades productivas. En la Tabla 7.3 se muestran algunos de los más conocidos.

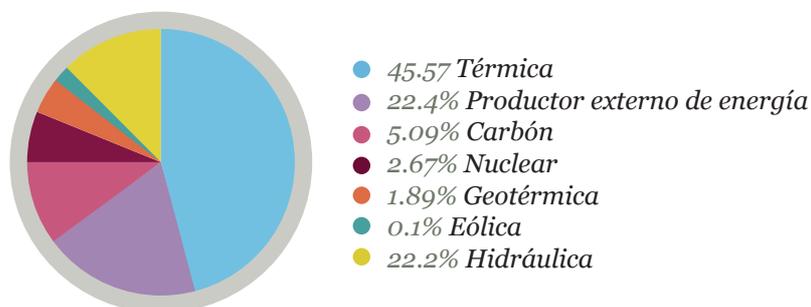
Año	Proyecto	Capacidad instalada (kW)
1992	Xcalack, Quintana Roo	60
1993	Rancho Salinas, Oaxaca	10
1993	Isla Arenas, Campeche	3
1994	Central Eólica La Venta I, Oaxaca	1,575
1995	El Gavillero, Hidalgo	2
1993-95	Ejido Santo Domingo, Oaxaca	n.d.
1996	Rancho Minerva, Oaxaca	1.5
1996	Costa de Cocos, Quintana Roo	7.5
1997	Puerto Alcatraz, Isla Santa Margarita, BCS	10
1998	Central Eólica Guerrero Negro, BCS	600
1999	San Juanico, BCS	100
2007	Central Eólica La Venta II	85,000.00

**Tabla 7.3**  
Cronología de los principales proyectos eólicos en México.

Fuente: Elaboración propia.

### 7.2.3 Análisis de la capacidad de generación eólica

A pesar de ser integrante de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), México tiene un rezago considerable en el campo del aprovechamiento de las fuentes de energía alternativa. Su balance energético en 2008 demuestra que éstas ocupan un lugar marginal en la capacidad de generación pues, si se excluyen las plantas hidroeléctricas de gran escala, la capacidad instalada sólo representa el 2.05% (1,050 MW) del total registrado de 51,105 MW, como se puede observar en la Tabla 7.4 y en la Figura 7.2.



**Figura 7.2**  
Capacidad instalada de generación eléctrica en México, 2008.

Fuente: Elaboración propia.

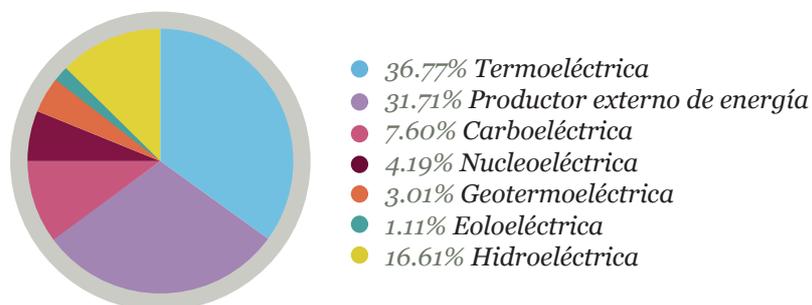
Años	Hidro- eléctrica	Termo- eléctrica	Productor externo de energía	Carbo- eléctrica	Nucleo- eléctrica	Geotermo- eléctrica	Eolo- eléctrica	Total
1999	9,618	21,327	0	2,600	1,368	750	2	35,665
2000	9,619	21,772	484	2,600	1,365	855	2	36,697
2001	9,619	22,639	1,455	2,600	1,365	838	2	38,518
2002	9,615	23,264	3,495	2,600	1,365	843	2	41,184
2003	9,615	23,264	6,756	2,600	1,365	960	2	44,562
2004	10,530	23,830	7,265	2,600	1,365	960	2	46,552
2005	10,536	22,820	8,251	2,600	1,365	960	2	46,534
2006	10,566	23,017	10,387	2,600	1,365	960	2	48,897
2007	11,343	23,218	11,457	2,600	1,365	960	85	51,028
2008	11,343	23,291	11,457	2,600	1,365	965	85	51,106

**Tabla 7.4**  
Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente en México, 1999-2008 (MW).

Fuente: SENER, 2009.

Con respecto a la energía eólica como fuente de generación de electricidad, la cifra se minimiza debido a que, durante casi 10 años, se mantuvo una capacidad instalada de 2 MW. En 2007 fue cuando se amplió esta capacidad a 85 MW gracias a los proyectos de La Venta, en Oaxaca.

De acuerdo con los datos emitidos por la SENER, durante el período 1999-2008 la generación eólica creció en forma importante, al pasar de 6 GWh registrados en 1999 a 255 GWh en 2008; es decir, hubo un crecimiento del 4000% (Tabla 7.5). Sin embargo, este crecimiento no es significativo en comparación con la participación del resto de las fuentes, pues en 2008 sólo representó el 0.11% del total generado (Figura 7.3), a pesar de que,



**Figura 7.3**  
Generación bruta de electricidad por fuente en México, 2008.

Fuente: SENER, 2009.

con respecto a la capacidad instalada de generación, esa fuente representó el 0.16%.

Años	Hidro-eléctrica	Térmo-eléctrica	Productor externo de energía	Carbo-eléctrica	Nucleo-eléctrica	Geotérmo-eléctrica	Eolo-eléctrica	Total
1999	32,712	114,322	0	18,251	10,002	5,623	6	180,916
2000	33,075	125,525	1,295	18,696	8,221	5,901	8	192,721
2001	28,435	131,215	4,590	18,567	8,726	5,567	7	197,107
2002	24,862	122,345	21,852	16,152	9,747	5,398	7	200,363
2003	19,753	117,722	31,645	16,681	10,502	6,282	5	202,590
2004	25,076	102,428	45,855	17,883	9,194	6,577	6	207,019
2005	27,611	107,501	45,559	18,380	10,805	7,299	5	217,160
2006	30,305	98,308	59,428	17,931	10,866	6,685	45	223,568
2007	27,042	96,729	70,982	18,101	10,421	7,404	248	230,927
2008	38,892	86,069	74,232	17,789	9,804	7,056	255	234,097

**Tabla 7.5**  
Generación eléctrica por fuente en México, 1999-2008 (GWh).

Fuente: SENER, 2009.

La CFE tiene previsto instalar seis centrales de generación con una capacidad total de 585 MW. Hasta 2006, la CRE había otorgado permisos para el autoabastecimiento por un total de 700 MW, más 360 MW en la zona de La Rumorosa, en Baja California. La Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE) ha mostrado interés en la instalación de un total de 3,200 MW durante los próximos 10 años en Oaxaca (Barnés de Castro, 2006). Una vez decretada la primera fase de la Temporada Abierta –que tiene el objetivo de garantizar compromisos por parte de las empresas interesadas en el recurso de ampliar la capacidad de transmisión en la zona y de distribuir la energía–, se establecieron compromisos de capacidad por cerca de 2,000 MW. Este número indica claramente que la estimación hecha por la UNAM ya se cumplió y que la del IIE se cubrirá pronto, lo que hace pensar que ambas instituciones tuvieron una visión muy conservadora.

---

## 7.3 Aspectos legales y económicos de la energía eólica en México

### 7.3.1 Barreras al desarrollo de la energía eólica por particulares

En la actualidad, las tres principales alternativas de participación privada en el desarrollo de la energía eólica en México son la producción independiente de energía (PIE), el autoabastecimiento remoto y la exportación. El mercado de exportación tiene particularidades que no se analizan en este capítulo (Luengo y Oven, 2009); sin embargo, en esta sección cubriremos las barreras a la participación en las otras modalidades.

#### *Producción Independiente de Energía (PIE)*

La planeación de la expansión de la capacidad para el servicio público es responsabilidad de la CFE, de acuerdo con las directrices de la SENER. De manera consistente con la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), la CFE decide las adiciones de capacidad, su tecnología y esquema de financiamiento. Como resultado, las empresas interesadas en participar dependen de las nuevas licitaciones que la CFE ponga a concurso.

La mayor limitación de la energía eólica en el esquema PIE es la metodología de planeación energética que utiliza la CFE, que se fundamenta en la evaluación de proyectos basada solamente en el costo económico de corto plazo de la generación de energía. La falta de valoración de los otros beneficios que podrían aportar en algún momento las energías renovables, como una mayor estabilidad de precios de generación y mejor seguridad en el abastecimiento de energía, junto con el objetivo de la CFE de expandir la generación de gas natural han provocado que las energías renovables no hidráulicas no se desarrollen al máximo. En el caso de la energía eólica, de un potencial de clase I y II de alrededor de 10,000 MW, la CFE sólo planea desarrollar unos 500 MW (5%) para el año 2017.

#### *Autoabastecimiento remoto*

En el caso de la modalidad de autoabastecimiento remoto, la planeación del proyecto se encuentra fuera del dominio de la CFE. No obstante, dado

que depende de las redes de transmisión de ésta, un factor limitante es el procedimiento para dar acceso a la red a los permisionarios. El proyecto de Temporada Abierta en Oaxaca ha intentado ser un punto de encuentro entre desarrolladores y la CFE para la planificación y el financiamiento conjuntos de la nueva línea de transmisión.

Otra barrera potencial para el desarrollo de esta modalidad es el cargo por servicio de transmisión. Pese a que la CRE publica la metodología de cálculo, ésta involucra un modelado de flujos de carga que no puede ser desarrollado por la CRE, sino por la CFE. Por lo tanto, el establecimiento de los cargos de transmisión no se hace de una manera independiente ni transparente y deja abierta la posibilidad de que se establezca una posición de poder en el mercado a favor de la CFE.

El hecho de que la CFE controle tanto el acceso a terceros como el establecimiento de los cargos de transmisión puede representar una barrera importante para el desarrollo de la energía eólica. Si bien es cierto que una gran parte del desarrollo del autoabastecimiento remoto tiene el objetivo de conseguir un aprovisionamiento de energía eléctrica más barato para el sector industrial, también lo es que disminuye la cuota de mercado de la comisión y pone en peligro su esquema de subsidios cruzados. De no modificarse sustancialmente los niveles tarifarios del sector residencial, para evitar la necesidad de subsidios elevados, la CFE tendrá un incentivo muy grande para ejercer una posición de poder en el mercado e impedir el desarrollo del autoabastecimiento remoto.

### 7.3.2 Aspectos económicos

A continuación se presenta un análisis económico de las granjas de viento que utilizan máquinas de gran escala (superiores a los 50 kW). El objetivo es comprender los principales factores que afectan la rentabilidad de estas inversiones. Esta información es el resultado de diversas investigaciones y de informes de asociaciones eólicas, universidades y centros de investigación de Estados Unidos, Canadá y Europa.

Los costos de la energía eólica han variado drásticamente en los últimos 20 años; sólo para tener una idea de la magnitud del cambio, el costo de la energía eólica cayó 90% en este período. A pesar de las mejoras tecnológicas, algunos expertos aseguran que esta fuente de generación todavía se encuentra en proceso de maduración. Los volúmenes de producción

---

actuales son mínimos comparados con los que se estima que habrá en los próximos 20 años.

Existen varios factores que determinan los costos de los proyectos y su competitividad en el mercado energético:

- La madurez de la tecnología.
- El tamaño del proyecto.
- El equipo seleccionado.
- Las condiciones geográficas y topográficas del sitio del proyecto.
- Las condiciones políticas, regulatorias y sociales.
- Los parámetros financieros.
- La velocidad del viento.

### *Costos de inversión*

Antes de instalar una granja de viento, se deben considerar los estudios de factibilidad, la evaluación del potencial y la ingeniería básica de las fases tempranas del proyecto como parte de los costos de inversión. Un análisis de la Asociación Europea de Energía Eólica estima que la estructura de costos para una turbina típica de 2 MW se distribuye como se muestra en la Tabla 7.6.

Concepto	% del costo total
Aerogeneradores	75.6
Interconexión	8.9
Cimentación	6.5
Renta del terreno	3.9
Instalación eléctrica	1.5
Consultoría	1.2
Construcción de vías	0.9
Sistemas de control	0.3

**Tabla 7.6**

Fuente: Khron, 2009.

Para el caso de México, donde hay pocas granjas de viento, la mano de obra es más barata que en otros países, pero carece de experiencia y habilidad necesarias. Los costos de inversión en USD\$/kW influyen en el precio

de la energía; por eso, se deben buscar bajos costos de instrumentación para que el proyecto en su conjunto sea rentable.

### Optimización del área del proyecto

Para optimizar el área del proyecto se deben considerar factores como el tipo de terreno, que determina la configuración del sistema. Y es que el tipo de terreno y las condiciones de una granja de viento no son iguales para La Venta en Oaxaca que para La Rumorosa en Baja California. Oaxaca ocupa el primer lugar en potencial eólico y La Rumorosa el segundo. Por otra parte, en el caso del primer estado mencionado, las máquinas se pueden alinear, mientras que en la sierra californiana esto es complicado por lo accidentado del terreno.

También son importantes los requerimientos de terreno, como se puede observar en la Tabla 7.7, en la que se compara a Oaxaca con Baja California. Mientras que para el primero se deben adquirir 7.7 Ha/MW, para Baja California se necesita mínimo de 38 Ha/MW, aunque pueden llegar a necesitar hasta 77 Ha/MW.

**Tabla 7.7**  
Requerimientos de terreno para instalar una granja eólica.

Fuente: GEC, 2003. Para fines de ejemplo se consideraron 48 metros de diámetro de rotor y 900 kW.

Dirección del viento y tipo de terreno	Espaciamiento de las turbinas (# de metros de rotor)	Espaciamiento entre filas (# de diámetros de rotor)	Hectáreas por MW	Hectáreas por turbina
<i>Multidireccional/ terreno plano</i>	8	10	20.5	18.4
<i>Multidireccional/ lomeríos</i>	10	15	38.4	34.6
<i>Multidireccional/ serrano</i>	15	20	76.8	69.1
<i>Unidireccional/ terreno plano</i>	de 3 a 8	10	7.7	6.9
<i>Unidireccional/ lomeríos</i>	de 4 a 10	15	15.4	13.8
<i>Unidireccional/ serrano</i>	de 4 a 15	20	20.5	18.4
	<b>BAJA CALIFORNIA</b>		<b>OAXACA</b>	

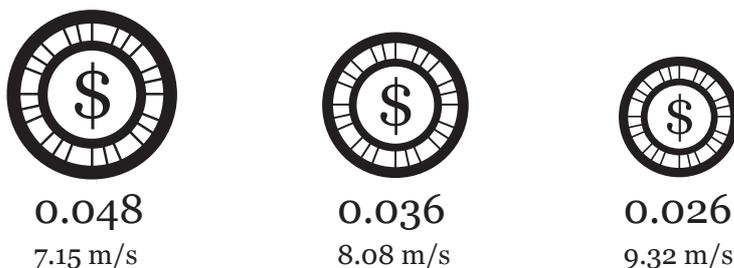
### Costos de generación de la energía

Los costos de generación de la energía obedecen a varios factores. Entre los más relevantes se pueden mencionar los siguientes:

- Velocidad del viento (potencial eólico del sitio y su perfil).
- Características del generador eólico (aspectos que tienen que ver con la tecnología).
- Tamaño de la granja de viento.
- Optimización del área del proyecto (elemento asociado a las condiciones del terreno).
- Costos del financiamiento (situación financiera nacional y global).
- Costos de transmisión (regulaciones y tarifas de la empresa eléctrica).
- Incentivos.
- Otros factores que pueden ayudar a mejorar la competitividad de la energía eólica.

Como la energía que genera el equipo se relaciona directamente con la velocidad del viento, su costo estará en función inversa de la velocidad. Entre más grande sea el potencial, menor será el costo, ya que se generará más energía. Esto se puede apreciar en la Figura 7.4, que refleja valores de una granja de viento de 51 MW con tres escenarios de velocidad de viento. Estos precios incluyen los incentivos fiscales.

#### Costo de la energía vs. velocidad del viento.



**Figura 7.4**  
Costo de la energía vs. velocidad del viento.

Fuente: Elaboración propia.

Paralelamente, el área de barrido del rotor de una turbina es una función cuadrática de la longitud de las palas. Es decir, entre más alta sea la torre y más grandes sean las palas, el diámetro de barrido será mayor y los costos se reducirán considerablemente. Por ejemplo, en 1980 se construyeron máquinas de 25 kW con 10 metros de diámetro de rotor. En la actualidad son de 750 kW y 50 metros de diámetro, cuando menos; esto significa

un incremento de 25 veces la energía generada y un ahorro sustancial en términos económicos, ya que se produce en el mismo sitio. Los equipos eléctricos se han vuelto más eficientes debido a que se lograron avances en el diseño de las palas, las torres y los sistemas eléctricos –factor que contribuyó a que los sistemas eólicos sean más económicos–. La Tabla 7.8 muestra los cambios más importantes en los últimos 25 años.

**Tabla 7.8**  
Cambio secuencial en los precios en los últimos 25 años.

Fuente: AWEA, 2005.

Potencia nominal	1981: 25 kW	2006: 1650 kW
<i>Diámetro del rotor (metros)</i>	10	71
<i>Costo (en miles de dólares)</i>	65	1,300
<i>Costo por kW</i>	2,600	790
<i>Producción kWh/año</i>	45,000	5.6 millones

Este tipo de industria permite el uso de economías de escala. A manera de ejemplo, si se considera una velocidad promedio del viento de 7 m/s, un parque eólico de 3 MW produciría energía a un precio de USD\$0.059/kWh, mientras que uno de 51 MW la generaría a USD\$0.036/kWh, lo que implica una reducción del 40% en costo. Cualquier proyecto tiene costos de transacción que pueden repartirse cuando aumenta la cantidad de kWh. De igual forma, una granja grande tendrá, en forma proporcional, un costo de operación y de mantenimiento más bajo por kWh, ya que las eficiencias administrativas son mayores en parques más grandes. En promedio, el costo por operación y mantenimiento es de USD\$0.01/kWh (AWEA, 2008).

El costo de financiamiento de la energía eólica depende de una larga lista de variables. Por diversas razones, el financiamiento de los proyectos eólicos es uno de los más costosos para la generación de electricidad. Los estudios del Laboratorio Lawrence Berkeley (LBL) señalan que una granja de viento de 50 MW genera energía a un costo de USD\$0.05/kWh, mientras que, si recibiera financiamiento como si fuera un proyecto de generación con base en gas natural, el costo de la energía sería de USD\$0.0369/kWh (Wiser y Khan, 1996).

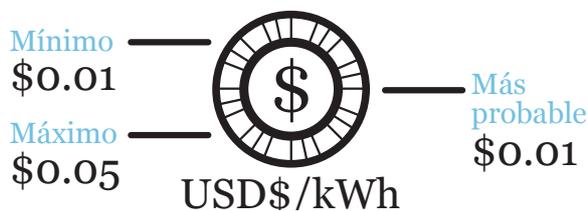
A pesar de que la industria del viento crece constantemente, de que cada vez hay más parques eólicos en el mundo que demuestran sus ventajas y de que se encuentra en un punto comparable con otras formas de generación, muchos miembros de la comunidad financiera consideran que la

eolectricidad es aún riesgosa. Esto sucede en Estados Unidos, donde incluso se recurre a fuentes europeas para conseguir el financiamiento. En general, los prestamistas ofrecen condiciones financieras poco favorables y demandan altas tasas de retorno, en comparación con las que piden para proyectos de otras fuentes de generación.

Los costos de transmisión y los límites en el acceso al mercado pueden afectar significativamente los costos de la energía. Debido a que la velocidad del viento es variable, no es posible que el operador de la planta defina con exactitud la cantidad de electricidad que se entregará a las líneas de transmisión a una hora determinada. Las irregularidades en las entregas son penalizadas, sin importar si existe la posibilidad de incrementar o reducir los costos. Además, los procedimientos de interconexión no están estandarizados. En el caso de Estados Unidos, existen instancias en las que es imposible cumplir con los requisitos de las empresas eléctricas, y se ha llegado al punto en el que los interesados construyen sus propias líneas de transmisión.

Sin duda, los mercados de la electricidad se están reestructurando y entablan acuerdos de compras de energía de largo plazo; por esta razón, existe la oportunidad de negociar los intercambios de energía, las condiciones de acceso al mercado y la transmisión de la electricidad. Esto significa un papel muy importante en la industria del viento.

En el caso de México, el simple cálculo del costo de porteo, es decir, de llevar la energía desde el punto de generación hasta el punto de consumo, es un algoritmo complejo que lo hace poco transparente y previsible (Tabla 7.9).



**Tabla 7.9**  
Rangos de precios de porteo.

Fuente: Jaramillo, 2008.

Por último, los incentivos son fundamentales al considerar los aspectos económicos del proyecto. Son una forma de ajustar los precios de mercado de los métodos de generación tradicionales, tomando en cuenta las variaciones y los riesgos de las nuevas tecnologías.

Por ejemplo, en Estados Unidos, y de acuerdo con lo que informa la Asociación Norteamericana de Energía Eólica (AWEA, por sus siglas en inglés), el *federal tax code* ofrece una gran variedad de incentivos temporales y permanentes para fuentes convencionales de energía. También incluye un “crédito a los impuestos de producción de energía eólica” (Production Tax Credit, PTC) y un programa de cinco años de depreciación acelerada para máquinas eólicas: se ajustan USD\$0.015/kWh de PTC con base en la inflación (actualmente empieza en USD\$0.018/kWh). Asimismo, brinda apoyo a las granjas de viento productoras de electricidad, del mismo modo que a las empresas eléctricas, por los primeros 10 años de operación.

La primera vez que se adoptó este incentivo fue en 1992 y, posteriormente, hubo recesos, cambios y reinicios, así como modificaciones y adaptaciones. El PTC es un incentivo clave que ayuda a nivelar el campo del juego económico para los proyectos eólicos, en un mercado que subsidia otras formas de generación de energía.

## 7.4 Aspectos ambientales

Es claro que en cualquier actividad humana siempre habrá un impacto en el medio ambiente, por mínimo que sea. En el caso de las construcciones permanentes, el choque suele ser mayor. El ecosistema sufrirá necesariamente alguna modificación y, en la mayoría de los casos, será imposible prever sus efectos en el hombre mismo. En el caso particular de las granjas de viento, se han identificado dos grupos vulnerables: las aves y los murciélagos.

En 2006 se inició en México el anteproyecto de la norma mexicana para regular el establecimiento de proyectos eoloeléctricos: la NOM 151 SEMARNAT 2008. En la actualidad, la norma está en proceso de revisión. Mientras tanto, los planes de crecimiento de las granjas de viento y la ubicación de máquinas en otros sitios, fuera de Oaxaca, no se detienen por ese motivo.

### 7.4.1 La normatividad ambiental en México

No es posible pensar en instalar una granja de viento si no se tienen todos los permisos y si no se han hecho todos los estudios de viabilidad económica y técnica. No es posible imaginar que se modifiquen datos técnicos

---

para que la CRE autorice un proyecto o para que la CFE permita que la energía se transmita por sus redes. En la página de Internet de la CRE, están todos los proyectos autorizados; sin embargo, no encontramos listas similares en la SEMARNAT –a pesar de que la dependencia asegura que están publicados, de acuerdo con lo expresado en una reunión de trabajo el 20 de marzo de 2009–. Durante la realización de este capítulo, solamente se encontró una resolución en la que se menciona el cambio del uso de suelo para que se pueda llevar a cabo un proyecto eoloelectrónico.

En México, la normatividad ambiental es laxa. En ese sentido, se pueden modificar los resultados de los estudios porque la estructura ambiental no es tan robusta ni tampoco prioritaria –quizá porque la energía es más relevante que la protección del entorno–. Y es que existen muchos vacíos legales ambientales que se deben revisar con la misma velocidad con la que se desarrolla la industria del viento. Cabe aclarar, definitivamente, que no es una condición solamente mexicana. Por ejemplo, en el caso de España, se han reportado y aplicado sanciones que, en el mediano plazo, resultaron poco exitosas.

#### 7.4.2 Impactos ambientales de las granjas de viento

Lo más preocupante de esta tecnología son sus impactos sobre la vida silvestre. Por esta razón, es necesario que se analicen todos los aspectos y se busquen soluciones a los posibles daños sobre el medio ambiente, más aún tratándose de una industria de tecnología “renovable”.

##### *Impactos ambientales positivos de las granjas de viento*

Los impactos positivos de las granjas de viento han sido ampliamente difundidos, pues reducen el consumo de combustibles fósiles y evitan la emisión de GEI u otros contaminantes. Estos argumentos, aunados a la necesidad de contar con energía proveniente de fuentes distintas al petróleo –principalmente por su alto costo o su baja disponibilidad local–, hicieron que esa industria tenga un desarrollo sorprendente.

Por cada 250 MW de energía eólica que se generan, se evita la quema de 1 millón de barriles de petróleo y se dejan de emitir 700,000 toneladas de CO<sub>2</sub> a la atmósfera (AWEA, 2005). En México se tiene proyectada una capacidad de 30,000 MW para 2050, lo que significa que se dejarían de quemar 120 millones de barriles de petróleo diariamente.

### *Impactos ambientales negativos de las granjas de viento*

Los impactos de las granjas de viento sobre los recursos naturales están documentados y ya fueron valorados en países como Alemania, Bulgaria, Canadá, Dinamarca, España, Estados Unidos y Reino Unido. En instituciones como el Fish and Wildlife Service (FWS) de Estados Unidos se desarrollaron mecanismos de monitoreo que se ponen en marcha antes, durante y después de la instalación del parque eólico en sitios como los Apalaches, Missouri y Nueva York (FWS, 2009). También se diseñaron mecanismos en Europa por parte del Norwegian Institute for Nature Research (NINA, por sus siglas en inglés), con el programa denominado RENERGI (Bevanger et al., 2008). La investigación de NINA señala que las principales causas de muerte de las aves son las siguientes:

- Las aves no detectan la rotación de las palas de las turbinas y sufren daños cuando vuelan hacia ellas.
- Las aves se ven atraídas por las luces de advertencia, se confunden, se extenuan y chocan contra ellas.
- Las aves se lastiman con los cables conectados a las estaciones.
- Cada uno de estos factores desempeña un papel distinto, en función de la estación del año y de las condiciones del tiempo.

Otros impactos ambientales son la contaminación del suelo por derrames de aceites, incendios por fallas en el funcionamiento de los aerogeneradores, contaminación por ruido y la modificación del uso del suelo a favor de la ubicación de las turbinas eólicas, que dejan de lado la función que tienen los pastizales y la vegetación circundante. Esta zona atrae a algunas especies de aves, ya que es ahí donde encuentran alimento.

#### 7.4.3 El potencial eólico y las aves migratorias

El CONACYT dio a conocer, a través de un boletín en 2007, que por medio de un programa de investigación y del uso de un radar logró calcular que cada temporada pasan 12 millones de aves de 130 especies por el Istmo de Tehuantepec (Nava, 2007). En esta región se instaló el primer proyecto piloto de la CFE, puesto en marcha en 1994, con una capacidad de 1,575 MW. Fue la primera planta en ser integrada a la red eléctrica en México y América Latina. Este proyecto piloto ha dejado una serie de lecciones y de experiencias a la CFE, lo que le da elementos para continuar con más de ellos y así motivar a las empresas privadas a generar energía en esta región del mundo.

---

### *Registros de aves afectadas en los parques eólicos*

A lo largo de muchos años de trabajo e investigación se llegó a conclusiones importantes acerca de los impactos negativos de las granjas de viento en las aves y en los murciélagos. Al grupo de trabajo en Altamont Pass le tomó más de 20 años demostrar que el impacto sobre las aves era realmente alarmante y que se debían detener los aerogeneradores; incluso, por ellos se desmanteló parte de la granja de viento (Smallwood y Thelander, 2004). Esa granja de viento fue instalada en 1982 con 5 mil 400 turbinas eólicas y tiene el récord más alto de aves muertas en todo el mundo, entre 880 y mil 300 por año.

Sin embargo, otros estudios registran de 0.04 a 0.09 aves muertas por turbina cada día, lo que da un promedio de 23 aves por máquina por año y cerca de 500 aves en el tiempo de vida de los aerogeneradores. Si hay poca visibilidad o las condiciones del clima no son favorables, los accidentes se incrementan. Se estima que en California, de acuerdo con el sitio, puede haber de 0 a 37 aves muertas por máquina por año. En Europa los índices no son muy diferentes; independientemente de si se trata de una sola máquina o de una granja eólica, los valores van de 0.04 a 0.09 aves muertas por máquina al día (Kingsley y Whittam, 2001).

Los estudios arrojaron también datos de las horas y las épocas probables de la colisión, las circunstancias más probables de los accidentes y las condiciones del clima que favorecen las muertes. Por lo anterior se dice que, de alguna manera, los percances de las aves son predecibles y controlables si se estudia su comportamiento y se monitorean al menos los dos primeros años después de que se puso en operación la granja de viento. Estas acciones llevarán a que se suspenda la generación por algunas horas o días al año, pero también evitarán muchas muertes de aves.

Un sistema de radares y alertas tempranas para evitar la colisión en un parque eólico de 50 MW debe costar aproximadamente USD\$175,000 y puede evitar la muerte de al menos 2 mil 500 aves a lo largo de la vida del proyecto. Su operación es más útil los primeros cuatro años, dos antes y dos después de la construcción. Posteriormente, ya se tendrá conocimiento de las fechas, las horas y las condiciones en que las máquinas deben detenerse. Esta inversión es equivalente a un seguro de vida para las aves con un costo de USD\$70 por ave (NERI, 2000).

#### 7.4.4 Tecnología para mitigar los impactos negativos

Actualmente, existe la tecnología para evaluar los riesgos de muerte de las aves y de los murciélagos y se puede llevar un registro en tiempo real, así como conectar el sistema de rastreo al sistema de control de las máquinas eólicas. Estos equipos están disponibles para su compra o renta. Asimismo, los radares se utilizan comúnmente en la navegación aérea con el fin de prevenir colisiones entre las aves y los aviones.

Las metodologías de monitoreo implican la medición de las aves (de sus dimensiones, su peso y su aspecto), pero también se utilizan otras técnicas como las siguientes:

- Transectos a diferentes distancias de las turbinas. El monitoreo puede realizarse con visitas diarias o semanales durante los meses de migración.
- Equipos para realizar estudios de telemetría, detectores ultrasónicos con grabaciones, cámaras de video digital y monitoreo acústico con micrófonos que registran los cantos de las aves para identificarlas con el sonido.
- Mediciones con radares.
- Perros entrenados para recoger las aves muertas.
- Muestras de ADN entre adultos y crías de primera, segunda y demás generaciones para el estudio de la fidelidad al sitio de anidación, sobre todo en el caso de las rapaces.
- Luces UV en los rotores (Bevanger et al., 2008).

## 7.5 Algunas recomendaciones para impulsar la energía eólica

A continuación se presenta una serie de recomendaciones que pueden ayudar a superar las barreras al desarrollo de la energía eólica en México.

### 7.5.1 Establecer metas obligatorias de generación renovable para la CFE

La experiencia en Estados Unidos de establecer metas mínimas de generación renovable ha probado ser efectiva en la promoción e implementación de las mismas. Estas metas van acompañadas de mecanismos de flexibili-

---

dad adecuados para el cumplimiento así como de penalización al incumplimiento. En el caso de México, este instrumento sería aún más significativo, ya que la CFE controla la planificación de todo el sector público, incluida la producción independiente. De esta manera, todo incentivo a la producción, como el fondo verde del proyecto La Venta III, está condicionado a que la Comisión decida o no acelerar el desarrollo de nuevas capacidades de energía renovable.

Actualmente, la CRE no tiene competencia sobre la CFE en materia de planificación de la expansión del sistema eléctrico. En el ciclo de planeación, la CFE tenía que tomar en cuenta, a título consultivo, los lineamientos generales de la SENER. Sin embargo, en la nueva LAERFTE se contempla la elaboración de un programa especial para el aprovechamiento de energías renovables, cuya definición está a cargo de la SENER. Este programa establece las metas de participación de las energías renovables en la generación de electricidad, obligatorias para las entidades y dependencias de la Administración Pública Federal, incluida la CFE.

En la definición del reglamento que desarrolla la LAERFTE se debe asegurar que este instrumento se diseñe adecuadamente, garantizando la independencia y la transparencia en la definición de las metas mínimas, así como los mecanismos adecuados para el cumplimiento de la Ley.

### 7.5.2 Asegurar la existencia de mecanismos de financiamiento suficientes y sostenibles para la generación a partir de fuentes renovables

Otra de las lecciones aprendidas del caso estadounidense es que las metas de generación mínimas van acompañadas de instrumentos de apoyo para financiar la transición energética a tecnologías más limpias. Entre esos instrumentos destaca el crédito federal a la generación renovable. En el caso de México, dado que la CFE domina la generación y ya que sólo se permite una participación privada limitada, estos instrumentos de apoyo deben tomar en cuenta las características del mercado eléctrico mexicano.

En un esquema de mercado eléctrico de comprador único, como ocurre en México, el establecimiento de metas mínimas de generación renovable afectaría exclusivamente a la CFE. De esta forma, parece razonable que los mecanismos de financiamiento de la transición energética ayuden al cumplimiento de dichas metas. Ya que la CFE es una compañía pública, el

instrumento no puede ser un crédito fiscal como en el caso estadounidense, sino que debería tomar la forma de un subsidio a la generación o “fondo verde”. Esta idea se está aplicando de manera experimental en el proyecto eólico La Venta III, en el que el productor independiente recibe durante los primeros cinco años USD\$11/MWh. Dado el esquema de comprador único, este subsidio favorece principalmente a la CFE, ya que tiene que pagar al productor independiente un menor precio por la energía generada.

El establecimiento de un fondo verde estable y que abarque a todas las energías renovables está contemplado en el fideicomiso que se deriva de la LAERFTE. Sin embargo, todavía falta desarrollar el reglamento que determine los detalles de su instrumentación, así como determinar qué proyectos son elegibles para participar en dicho fondo, qué dotación anual tiene, qué parte de ese fondo se destina al subsidio a la generación, por cuántos años se recibe el subsidio, quién gestiona dicho fondo y cómo se financia. A continuación se hacen algunas recomendaciones sobre los detalles del fondo verde:

- El subsidio a la generación debe ser suficiente y sostenible. Para impactar en el desarrollo de las energías renovables, este debe tener un nivel estable mínimo, entre USD\$10 y USD\$20 por MWh generado, y debe ser sostenible, con un subsidio garantizado durante cinco años y con una duración total de entre cinco y 10 años.
- La CFE y los agentes privados deben recibir una ayuda para la generación renovable. Los proyectos de generación renovable, en las modalidades de exportación, autoabastecimiento, cogeneración y pequeña producción, deberían ser elegibles para recibir un subsidio, ya que, aunque no estén sujetos a la metas de generación renovable, aportan una serie de beneficios medioambientales al sistema de generación global. Además, en el caso de la exportación, ésta ayuda permitiría mejorar la competitividad de las empresas mexicanas con respecto a las estadounidenses que reciben el PTC.
- La gestión del fideicomiso debe ser independiente y transparente. Para evitar un control de los agentes con mayor poder de mercado, el control y el monitoreo de ese fondo debe estar en manos de una institución independiente que establezca mecanismos claros y transparentes de asignación de fondos.
- El financiamiento del fondo debe ser estable y financieramente sostenible. El financiamiento podría obtenerse del presupuesto federal, gestionado por la propia SENER, y de otros apoyos internacionales.

---

### 7.5.3 Fomentar el desarrollo de líneas de transmisión para canalizar la energía eólica

Por su naturaleza, la energía eólica se distribuye en zonas no necesariamente cercanas al lugar donde se consume. Esto acarrea problemas para la planeación de la transmisión de la energía eléctrica, los cuales retrasan sensiblemente el desarrollo de la capacidad de generación eólica. En el caso de México, el programa de Temporada Abierta ha probado ser un mecanismo exitoso para coordinar los intereses de los potenciales desarrolladores de parques eólicos y los de la CFE, encargada de realizar la inversión en transmisión.

Con base en las iniciativas de Texas y California se podría diseñar una más general de transmisión asociada con las energías renovables pues son las que han partido de un análisis técnico-económico de los recursos renovables para definir las áreas prioritarias. Del desarrollo de estas áreas dependerá la planificación de la transmisión eléctrica. Podría crearse un comité que cuente con la participación de todos los actores del mercado eléctrico mexicano. Asimismo, cabría la posibilidad de analizar el potencial de energía eólica desarrollado actualmente en el país como parte del Proyecto de Energía Renovable a Gran Escala, financiado por el GEF.

### 7.5.4 Hacer más transparente la metodología de cálculo de los costos de transmisión

La prospectiva de la SENER sobre el sector eléctrico considera que la mayor parte de la nueva capacidad de energía eólica planificada para la próxima década será en la modalidad de autoabastecimiento remoto (2,600 MW, 65%). Sin embargo, el cargo de transmisión de la red eléctrica de la CFE provocó grandes incertidumbres sobre el desarrollo de esta capacidad de generación adicional. Aunque la CRE elaboró y aprobó la metodología de cálculo, ésta involucra el modelado de flujos de carga que la CRE no puede desarrollar, sino sólo la CFE. De esta manera, el establecimiento de los cargos de transmisión no se hace de una manera independiente ni transparente, lo cual deja abierta la posibilidad de asumir una posición de poder en el mercado a favor de la CFE. Por lo tanto, la CRE debería tener la capacidad técnica suficiente para establecer, de manera independiente y transparente, los cargos de transmisión al sistema eléctrico nacional.

### 7.5.5 Resolver la cuestión de los subsidios a la electricidad para asegurar la sostenibilidad financiera del sistema

Un subsidio cruzado del sector industrial y comercial a los sectores residencial y agrícola, además de la posibilidad del autoabastecimiento remoto, ha fomentado que la provisión de energía eléctrica destinada al sector industrial se desplace del sector público al sector privado, a través del esquema de autoabastecimiento. Como resultado, la sostenibilidad financiera del esquema de subsidios en México se deterioró.

Pese a que el desarrollo de la energía eólica se vio beneficiado por la modalidad de autoabastecimiento remoto, y aunque esto supone una posibilidad importante de evolución a futuro, deben promoverse reformas en el esquema de subsidios. Si esto no ocurre, entraría en riesgo la sostenibilidad financiera del mercado eléctrico, ya que esta modalidad está concentrada en el sector más rentable y deja pérdidas al suministrador público. Por lo tanto, un desarrollo sostenible de las energías renovables en México debe ir acompañado de un proceso de reforma de la política de subsidios de la CFE.

## 7.6 Conclusiones

Aunque México cuenta con uno de los mayores potenciales de energía eólica del mundo, con más de 10,000 MW de clase I y II, el desarrollo de este tipo de recurso energético ha sido muy limitado, con menos de 500 MW instalados para 2009. Además, las perspectivas de mediano plazo no contemplan un crecimiento importante, pues se proyecta instalar menos de 4,000 MW para el año 2017. La razón principal detrás de tan lenta evolución es la falta de incentivos públicos que fomenten el uso de energías renovables, así como la ausencia de un esquema regulatorio claro que permita una mayor participación del sector privado en el desarrollo de parques eólicos.

A lo largo de este capítulo se revisó la situación de la industria eólica en el mundo. México se encuentra en un momento inmejorable para aplicar las lecciones aprendidas en otros países, ya que ha aprobado recientemente una Ley para impulsar el desarrollo de energías renovables y está por definir

---

los detalles de los diferentes mecanismos contemplados en ella. Esto permite valorar a México en forma objetiva y concluir que hay un camino largo por recorrer y que vamos por la ruta correcta.

En otros países se utilizan diferentes estrategias para promover las energías renovables; pero los incentivos mexicanos tienen bajo impacto. La experiencia de California y de Texas en Estados Unidos muestra la relevancia que pueden tener ciertos mecanismos regulatorios en el desarrollo de la industria eólica (Luengo y Oven, 2009). En particular, se ha probado el éxito de los subsidios temporales a la generación renovable, así como del establecimiento de metas mínimas de generación con fuentes renovables.

En el tema ambiental, es imposible negar que existe una tarea pendiente y que los medios, las estrategias y los recursos para hacerlo ya están disponibles. No hay razón alguna para no utilizar las medidas de protección y de mitigación de impactos.

Por último, desde el punto de vista económico, está comprobado que, con factores de planta menores al 30%, las empresas logran hacer negocios en otras partes del mundo. México tiene sitios con ese potencial e incluso superiores, lo que debe ser un incentivo para la creación de empleos y para el fortalecimiento de las capacidades locales.

## Bibliografía

### **AWEA, 2005.**

*The Economics of Wind Energy*. Washington DC: American Wind Energy Association.

### **AWEA, 2008.**

*Small Wind Turbine Global Market Study*. Washington DC: American Wind Energy Association.

### **AWEA, 2005.**

*Wind Energy and Wildlife: The Three C's*. <http://www.awea.org/pubs/factsheets/050629-ThreeC'sFactSheet.pdf>. Fecha de consulta: 2009.

### **Barnés de Castro, F., 2006.**

*Las Energías Renovables en México*. México: Comisión Reguladora de Energía.

### **Bevanger, K., Follestad, A., Ove, J., Halley, D., Hanssen, F., Johnsen, L., May, R., Nygard, T., Pedersen, H. Ch., Reitan, O. y Steinheim, Y., 2008.**

Pre and Post studies of conflicts between birds and wind turbines in coastal Norway. *NINA Report*, 355, pp. 1-38.

### **FWS, 2009.**

*Division of Migratory Bird Management Bird Monitoring*. US Fish and Wildlife Service. <http://www.fws.gov/migratorybirds/statsurv/mntrtbl.html>. Fecha de consulta: 2009

### **GEC, 2003.**

*Information about land leasing and the potential for job creation related to wind energy Project*. Seattle, Washington: GEC.

### **IEA, 2009.**

*Wind Energy Technology Roadmap*. [http://www.iea.org/Papers/2009/Wind\\_Roadmap.pdf](http://www.iea.org/Papers/2009/Wind_Roadmap.pdf). Paris: IEA

### **IIE, 2006.**

*Lecciones aprendidas en proyectos de electrificación rural con energías renovables. Reporte de Investigación y Análisis de Campo*. México: IIE.

### **Jaramillo Salgado, O. A., 2008.**

*Energía Eólica*. Universidad Nacional Autónoma de México, Centro de Investigación en Energía. <http://www.cie.unam.mx/~ojs/pub/Presentaciones/Viento.pdf>. Fecha de consulta: 2009

### **Kingsley, A. y Whittam, B., 2001.**

*Potential Impacts of Wind Turbines on Birds at North Cape, Prince Edward Island. A report for the Prince Edward Island Energy Corporation*. Toronto: Bird Studies Canada.

**Krohn, S., ed., 2009.**

*The Economics of Wind Energy*. Bruselas: European Wind Energy Association.

**Luengo, M. y Oven, M., 2009.**

*Análisis comparativo del marco eléctrico legal y regulatorio de EE. UU. y México para la promoción de la energía eólica*. USAID <http://www.amdee.org/LiteratureRetrieve.aspx?ID=44032>. Fecha de consulta: 2009

**Luengo, M. y Oven, M., 2009.**

*Estudio de potencial de exportación de energía eólica de México a los Estados Unidos*. USAID. <http://www.amdee.org/LiteratureRetrieve.aspx?ID=44033>. Fecha de consulta: 2009

**Nava Pérez, M., 2007.**

Proponen medidas para evitar potenciales colisiones de aves en la Venta II. *Agencia Noticias Ciencia y Tecnología*, CONACYT, 4 de mayo, 2007. <http://www.conacyt.mx/comunicacion/Agencia/notas/MedioAmbiente/aerogeneradores-inecol.htm> , <http://www.conacyt.mx/comunicacion/Agencia/notas/MedioAmbiente/aerogeneradores-i>. Fecha de consulta: 2009

**NERI, 2000.**

*Effects on birds of an offshore wind park at Horns Rev: Environmental impact assessment*. Copenhagen: National Environmental Research Institute.

**NREL, 2003.**

*International Wind Resource Maps*. [http://www.nrel.gov/wind/international\\_wind\\_resources.html#mexico](http://www.nrel.gov/wind/international_wind_resources.html#mexico). Fecha de consulta: 2009

**Romero Paredes, A., 2005.**

*Proyecto GVEP de Electrificación Rural con Energías Renovables en México*. México: Documento preparado para el Banco Mundial.

**SENER, 2009.**

Estadísticas de energía. [www.sener.gob.mx](http://www.sener.gob.mx). Fecha de consulta: mayo, 2009.

**WWEA, 2009.**

*World Wind Energy Report 2008*. [www.wwindea.org/home/images/stories/worldwindenergyreport2008\\_s.pdf](http://www.wwindea.org/home/images/stories/worldwindenergyreport2008_s.pdf). Fecha de consulta: 2009

**Wiser, R. y Kahn, E., 1996.**

*Alternative Windpower Ownership Structures: Financing Terms and Project Costs*, Berkeley, California: Lawrence Berkeley National Laboratory.

---

# 8.

## Energía geotérmica

*Ing. Luis C. A. Gutiérrez-Negrín*

### 8.1

#### Introducción

La energía geotérmica se genera a partir del calor del interior de la Tierra que se produce continuamente por el decaimiento radiactivo de minerales como el uranio, el torio y el potasio. Este calor se encuentra en todas partes, pero sólo se puede aprovechar con la tecnología actual cuando está concentrado en ciertas partes del subsuelo, conocidas como sistemas o yacimientos geotérmicos. Estos suelen manifestarse en la superficie en forma de manantiales termales, suelos calientes, volcanes de lodo, fumarolas, géiseres y zonas de alteración hidrotermal. Los recursos geotérmicos pueden aprovecharse directamente en balnearios y estaciones termales, en instalaciones agroindustriales, para calefacción, para acuicultura e invernaderos, o bien de manera indirecta, para generar energía eléctrica.

La energía geotérmica se ha aprovechado desde tiempos prehistóricos. En México, muchos asentamientos, principalmente en la parte central del país, se desarrollaron gracias a que había indicios termales en su cercanía, como lo evidencia el uso del vocablo Atotonilco para nombrar muchos pueblos en diversos estados del centro de la República (Suárez-Arriaga et al., 1999). Este vocablo proviene del náhuatl y significa “lugar de agua caliente” –el mismo significado que tiene el nombre de los poblados de Puruándiro, Michoacán, en lengua purépecha, y el de Pathé, Hidalgo, en lengua otomí (Hernández-Galán et al., 1999)–.

---

Sin embargo, los primeros estudios sobre el uso de los recursos geotérmicos de México para generar electricidad se realizaron a partir de 1951, cuando Luis F. de Anda, entonces Ingeniero Director de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), presentó un estudio sobre la factibilidad de generar energía eléctrica mediante el uso de la geotermia. En 1955, se creó la Comisión de Energía Geotérmica (CEG), y poco tiempo después empezó la perforación del primer pozo geotérmico del país, en el campo de Pathé, Hidalgo, ubicado a unos 300 kilómetros al norte de la Ciudad de México. Este pozo, identificado como Pathé 1, produjo vapor en enero de 1956. Ese mismo año se expidieron las primeras disposiciones legales relativas a la geotermia, mediante las cuales se otorgaba preferencia a la CFE en la extracción de agua caliente y vapor para generar energía eléctrica (Quijano-León y Gutiérrez-Negrín, 2003). El 20 de noviembre de 1959 se inauguró en Pathé una planta turbogeneradora de 3.5 MW de capacidad. Fue la primera planta geotermoeléctrica en el continente americano y estuvo funcionando parcialmente hasta 1973, cuando cuando se ordenó su desmantelación. Actualmente, se exhibe como pieza de museo en el campo geotérmico de Los Azufres, en Michoacán.

En 1958 se hicieron los primeros reconocimientos geológicos en el campo de Cerro Prieto, Baja California. El 14 de agosto de 1963, el pozo M-3, perforado a 2,629 metros de profundidad, empezó a producir una mezcla de agua y vapor a temperatura y presión elevadas. Entre 1964 y 1969 se perforaron alrededor de 20 pozos exploratorios y productores, y en septiembre de 1969 empezó la construcción de las dos primeras unidades de 37.5 MW. La primera entró en operación en abril de 1973 y la segunda en octubre de ese mismo año (CFE, 1998). Hacia 1971 se disolvió la Comisión de Energía Geotérmica, y su personal y sus equipos pasaron a la CFE, donde 10 años después se creó la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos. Esta gerencia nacional desconcentrada con sede en Morelia, Michoacán, es a la fecha la encargada de todo lo relacionado con la geotermia en México.

## 8.2

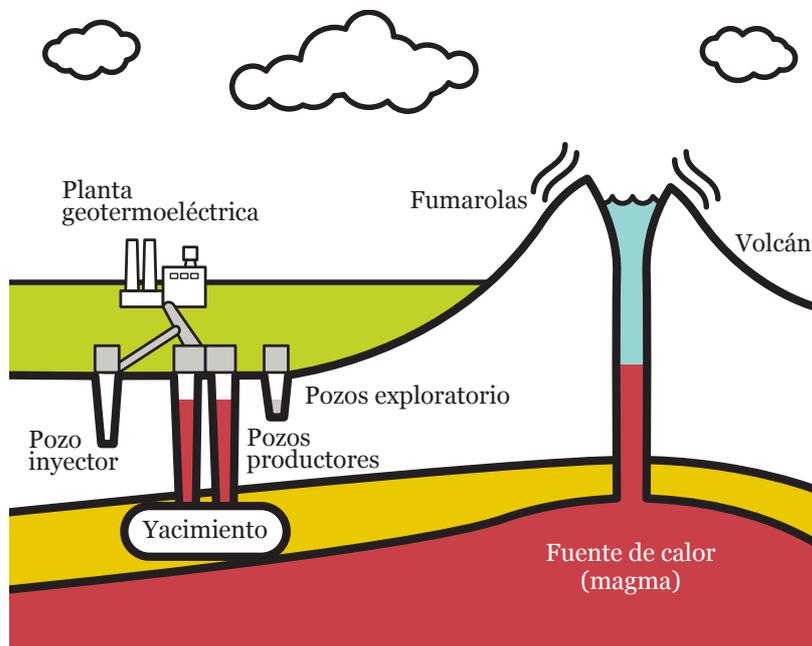
# Sistemas geotérmicos

Un sistema geotérmico típico se compone de una fuente de calor, un acuífero y la llamada capa sello. La fuente de calor es, generalmente, una cámara magmática o bolsa de roca fundida que se forma a gran profundidad y cerca de los límites entre las placas tectónicas que constituyen la capa

externa del planeta, conocida como litósfera. La fuente se encuentra en los límites en los que una placa está obligada a deslizarse debajo de la otra (proceso conocido como subducción). Estas cámaras magmáticas suben hacia la superficie a través de la litósfera y provocan, en ocasiones, fenómenos volcánicos. Las cámaras llegan a profundidades de entre 5 y 10 kilómetros para después enfriarse y solidificarse en un proceso que tarda varios miles de años. En la superficie, la existencia de una cámara magmática a miles de metros de profundidad sólo puede deducirse a partir de evidencias indirectas, como la presencia de volcanes geológicamente jóvenes, sobre todo los que se formaron hace menos de 1 millón de años. El vulcanismo, la sismicidad y la formación de sistemas geotérmicos son fenómenos producidos por el movimiento de esas placas tectónicas.

Por su parte, el acuífero es cualquier formación de rocas con la permeabilidad primaria o secundaria suficiente para alojar en sus intersticios agua de lluvia que se infiltra desde la superficie o desde otros acuíferos. La capa sello es otra formación rocosa, o parte de ella, con una permeabilidad menor que la del acuífero. Su función es impedir que los fluidos geotérmicos se disipen totalmente en la superficie. Cuando el agua meteórica contenida en el acuífero se acerca a la fuente de calor (que aún conserva temperaturas de 500 °C o más) se calienta y se mezcla con los fluidos magmáticos que emite la fuente, con lo que eleva su temperatura y presión. Estos fluidos geotérmicos tienden a descargarse en la superficie, buscando zonas de menor presión, pero no pueden hacerlo porque las rocas de la capa sello lo impiden; sólo es posible a través de conductos estrechos que son, generalmente, planos de falla y de fractura en esas mismas rocas. Sin embargo, si se perfora un conducto artificial, como un pozo geotérmico, los fluidos pueden alcanzar la superficie prácticamente con la misma presión y temperatura que tienen en profundidad (Figura 8.1).

Los sistemas geotérmicos pueden ser de tres tipos: sistemas hidrotermales, sistemas de roca seca caliente y sistemas convectivos o geopresurizados. Los primeros se apegan al modelo que se acaba de describir, ya que incluyen la presencia natural de fluidos calientes o fluidos hidrotermales, de la fuente de calor y la capa sello. Se subdividen a su vez en sistemas hidrotermales continentales y submarinos, según su ubicación. Los sistemas de roca caliente, también conocidos como sistemas geotérmicos mejorados (Enhanced, or Engineered, Geothermal Systems, EGS), carecen de esos fluidos y consisten únicamente en la fuente de calor. Para aprovecharlos, es preciso introducir agua al subsuelo mediante un pozo inyector donde el agua se va calentando a medida que desciende, y se recolecta el fluido



**Figura 8.1**  
Modelo esquemático  
de un yacimiento geotérmico.

Fuente: Elaboración propia.

caliente mediante un pozo productor adicional. Por último, los sistemas geopresurizados carecen de una fuente de calor individual. En ellos, el agua meteórica infiltrada desde la superficie es calentada por el gradiente geotérmico normal, o ligeramente anómalo, del subsuelo, que es de aproximadamente un grado centígrado por cada 33 metros de profundidad.

Los sistemas geotérmicos que se pueden aprovechar en la actualidad son los hidrotermales de tipo continental. Estos suelen clasificarse en sistemas de líquido dominante, de vapor dominante o de vapor seco, en función de la proporción de agua y vapor que contengan. También se clasifican en sistemas de temperatura alta (más de 180 °C), intermedia (entre 130 °C y 180 °C) y baja (menos de 130 °C). La diferencia entre un sistema geotérmico y un yacimiento geotérmico es meramente convencional, ya que este último tiene una connotación comercial, igual que en el caso de los yacimientos minerales. Así, un yacimiento geotérmico es un sistema geotérmico comercialmente aprovechable para generar energía eléctrica o para otros usos directos. Si se tiene el cuidado de extraer una masa de fluidos equivalente a la que se recarga en el yacimiento, por medios naturales o artificiales, el recurso es renovable para todo efecto práctico, pues aunque la cámara magmática se enfriará el proceso tomará miles de años.

## 8.3

# Plantas geotermoeléctricas y pozos geotérmicos

Una planta termoeléctrica convencional, como las que generan tres cuartas partes de la energía eléctrica que se consume en México, consta básicamente de cuatro elementos fundamentales: una caldera para hervir agua y generar vapor con alta presión y temperatura; una turbina, cuyas hojas o álabes se mueven al ser impulsadas por ese vapor; un generador, que recibe el movimiento de los álabes de la turbina y que convierte la energía mecánica en energía eléctrica, y una subestación eléctrica, cuyo transformador eleva el voltaje de la energía producida en el generador hasta alcanzar la tensión requerida para su transmisión. Las diferencias entre estas plantas termoeléctricas se basan en el tipo de combustible que se utiliza para calentar el agua de la caldera, el cual puede ser un petrolífero (combustóleo, diesel, gas), carbón o bien un reactor nuclear.

Las plantas geotermoeléctricas, por su parte, no requieren de una caldera para producir vapor de agua, sino que aprovechan el producido por la naturaleza en los yacimientos geotérmicos. A diferencia de las demás plantas termoeléctricas, no requieren de ningún “combustible” fósil o nuclear; pero sí de pozos geotérmicos para obtener el vapor en la superficie, así como instalaciones para acondicionarlo y conducirlo del pozo a la planta.

Un pozo geotérmico típico en México es de tipo vertical, tiene una profundidad promedio de 2,000 metros y diámetros que se van reduciendo con la profundidad, como se observa en la Tabla 8.1.

En cada agujero se va colocando y cementando un ademe o tubería de revestimiento de diámetro ligeramente inferior. El último tramo de tubería, conocido como liner, no se cementa, sino que se instala con colgadores de la tubería de producción. Usualmente tiene una parte “ciega” y otra, la inferior, con ranuras para permitir la entrada de los fluidos y retener posibles fragmentos de roca.

La profundidad de cada diámetro puede variar en función de las características de cada campo geotérmico, de los objetivos específicos y de la profundidad total de cada pozo. Incluso, puede decidirse no instalar el último

Profundidad (m)	Diámetro (cm)		Funciones	Esquema
	Agujero	Tubería		
0 a ~50	91.4	76.2	Esta tubería aísla los posibles acuíferos más superficiales	
~50 a ~150	66.0	50.8	Aísla acuíferos someros y soporta formaciones poco compactas	
~150 a ~1,000	44.5	34.0	Protege a la tubería de producción y en ella se instala el cabezal	
~1,000 a ~1,600	31.1	24.4	Tubería de producción que conduce el fluido hasta la superficie	
~1,600 a ~2,000	21.6	17.8	Tubería colgada ranurada que funciona como filtro	

**Tabla 8.1**  
Características de un pozo geotérmico típico en México.

Fuente: Elaboración propia.

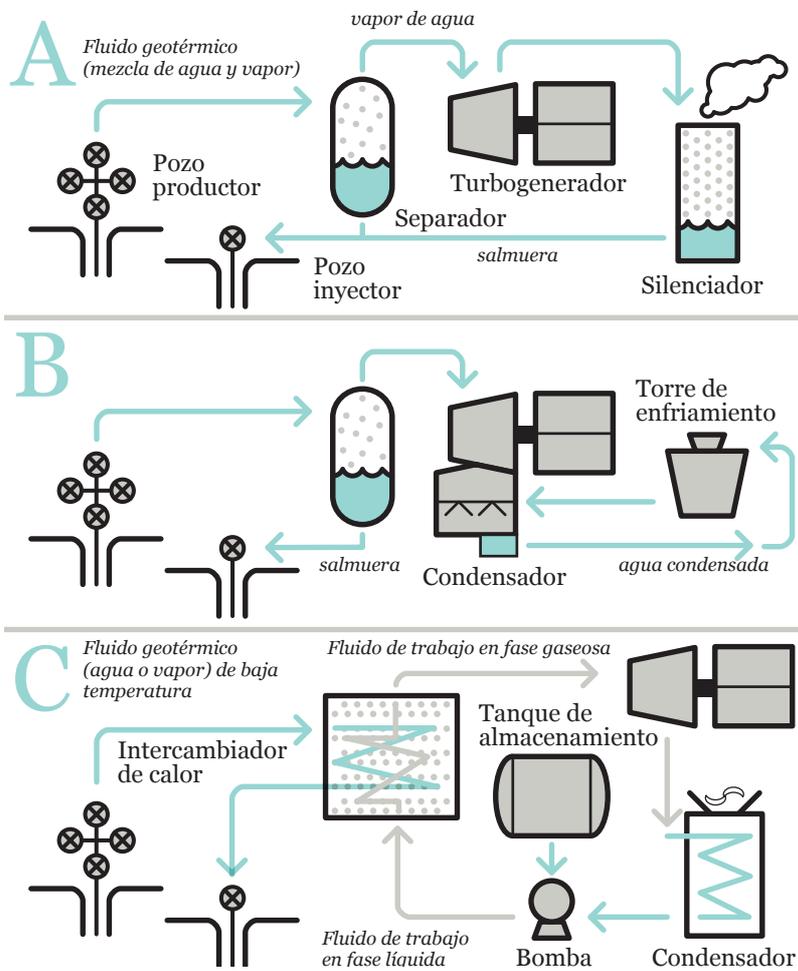
tramo si las rocas son suficientemente compactas. Para construir un pozo geotérmico se emplean equipos de perforación similares a los que perforan pozos petroleros: se despliegan en una superficie conocida como plataforma de perforación e incluyen torres de enfriamiento para reducir la temperatura de los fluidos. Con el tiempo, también se construyen los llamados pozos desviados o direccionales que, a partir de determinada profundidad, se desvían de la vertical con cierto ángulo previamente programado. Esto permite perforar más de un pozo vertical en una sola plataforma.

Con excepción de los yacimientos de vapor seco, el fluido geotérmico producido por los pozos es una mezcla de agua y vapor que debe separarse por medios mecánicos. Esto suele hacerse en la propia plataforma del pozo, mediante un separador centrífugo: un tanque cilíndrico metálico cerrado que separa el agua del vapor, gracias a su diferente densidad. Una vez separado, el vapor se envía a través de una tubería de acero, conocida como vaporducto, hacia las plantas generadoras, para que al expandirse haga girar el rotor de la turbina. El agua separada es una salmuera o agua con sales disueltas. Ésta se conduce mediante canales abiertos o tuberías de acero o de polietileno hacia una laguna de evaporación solar, o bien directamente hacia pozos inyectoros, donde regresará al yacimiento en el

subsuelo. De esta manera, se contribuye a la recarga del yacimiento y se evita cualquier posible contaminación. La salmuera separada también puede enviarse a un segundo separador antes de desecharse, a fin de obtener más vapor –aunque con menor presión– útil en la generación de energía eléctrica. Este arreglo se conoce como de doble separación (*double-flash*).

Por la forma en que utilizan el vapor geotérmico, hay básicamente tres tipos de plantas geotermoeléctricas: de ciclo unitario, de ciclo binario y de ciclo combinado. Las plantas de ciclo unitario utilizan directamente el vapor geotérmico para mover los álabes de la turbina; las plantas de ciclo binario lo utilizan indirectamente para calentar y expandir un fluido de trabajo, que es el que se envía a la turbina y, finalmente, las de ciclo combinado son una combinación de los dos tipos anteriores.

De acuerdo con la eficiencia con la que utilizan los fluidos geotérmicos para generar electricidad, las plantas de ciclo unitario pueden ser de dos tipos: de contrapresión y de condensación. Las primeras son más sencillas, ya que después de que el vapor proveniente del separador ha pasado por la turbina se descarga directamente a la atmósfera a través de un silenciador. El silenciador de turbina es un cilindro metálico vertical, abierto en su parte superior, cuya función es hacer una separación secundaria del vapor utilizado en la turbina antes de descargarlo a la atmósfera y reducir el ruido ambiental que genera la descarga (Figura 8.2 A). Por su parte, las plantas de condensación son más complejas, pero más eficientes. En este tipo de plantas, el vapor que sale de la turbina se conduce a otro tanque cilíndrico vertical de gran diámetro (un condensador, generalmente de contacto directo), que trabaja a una presión menor que la atmosférica y permite generar más energía eléctrica con la misma cantidad de vapor. El agua caliente, producto de la condensación, se envía por medio de un sistema de bombeo a una torre de enfriamiento para bajar su temperatura y regresarla al mismo condensador. El agua excedente en la pileta de la torre de enfriamiento también se manda al sistema de inyección con el fin de regresarla al yacimiento a través de los pozos (Figura 8.2 B). Las plantas a contrapresión son más baratas, ya que carecen de condensador y de torre de enfriamiento; sin embargo, son menos eficientes pues requieren cerca de 12 toneladas de vapor por hora –unos 3.3 kilogramos por segundo (kg/s)– para generar un megawatt-hora de energía eléctrica (MWh). En contraposición, las plantas de condensación sólo necesitan 8 toneladas de vapor por hora (2.2 kg/s), o menos, por MWh generado. Una variante de las plantas de ciclo unitario son las plantas de vapor seco que se instalan para operar en yacimientos que carecen de agua. En estos no es necesario instalar el separador, ya que el fluido geotérmico es únicamente vapor.



**Figura 8.2**  
Esquemas de generación geotermoeléctrica.

Fuente: Elaboración propia.

Las plantas de ciclo binario son aún más complejas porque incluyen un intercambiador de calor en el que el fluido geotérmico (agua o vapor) cede calor y calienta a un fluido de trabajo con un punto de ebullición inferior al del agua. Después, el fluido regresa al yacimiento mediante un pozo inyector. En el intercambiador, el fluido de trabajo (generalmente isopentano, isobutano u otro fluido orgánico) se gasifica, pasa por la turbina y sale de ésta por un condensador en el que se enfría para volver a su estado líquido. Posteriormente, se bombea de nuevo al intercambiador en un proceso cerrado, cíclico y continuo, conocido como Ciclo Rankine Orgánico (Figura 8.2 C). En ciertos casos, antes de pasar por el intercambiador de calor, el fluido de trabajo pasa por un precalentador, alimentado también por el

fluido geotérmico que ya ha salido. Una variante del ciclo binario emplea el llamado Ciclo Kalina, que consiste en el uso de un fluido de trabajo mixto, compuesto por amoníaco y agua, que es más eficiente para la transferencia de calor y puede aprovechar así fluidos geotérmicos con temperaturas aún más bajas. Este proceso implica mayor inversión, pero permite aprovechar fluidos geotérmicos de temperaturas bajas que, de otro modo, tal vez no podrían utilizarse para generar electricidad.

Por último, las plantas geotermoeléctricas de ciclo combinado consisten en dos turbinas acopladas a un mismo generador, en un arreglo que es prácticamente una combinación entre los esquemas A y C de la Figura 8.2. El vapor geotérmico separado pasa primero a una de esas turbinas, que es de contrapresión, pero al salir, en lugar de enviarse al silenciador para descargarse a la atmósfera, se conduce a un intercambiador de calor. En éste, el vapor calienta a un fluido de trabajo que, una vez gasificado, se envía a una segunda turbina acoplada al mismo generador de la turbina a contrapresión. Después de pasar por el intercambiador, el fluido geotérmico regresa al yacimiento, mientras que el fluido de trabajo sigue el ciclo cerrado descrito previamente. La inversión en este tipo de arreglos es la más elevada de todas, aunque permite un aprovechamiento muy eficiente de los fluidos geotérmicos.

Todos los tipos de plantas geotermoeléctricas se emplean rutinariamente en diversos países para generar energía eléctrica de manera comercial. Incluso hay una planta piloto binaria de Ciclo Kalina de 2 MW, que se instaló en Husavik, Islandia, en el año 2000. En México funcionan actualmente plantas de ciclo unitario (de contrapresión y de condensación) y dos pequeñas unidades de ciclo binario en el campo de Los Azufres, que utilizan isopentano como fluido de trabajo.

## 8.4

### La geotermoelectricidad en el mundo y en México

La primera planta geotermoeléctrica comercial de 250 kW –que fue de ciclo binario para evitar la corrosión que podrían ocasionar las sales disueltas en los fluidos geotérmicos si estos pasaban directamente a la turbina– se instaló en Italia en 1913. Poco más de 10 años después, en 1924, se per-

foraron los primeros pozos productores en el campo geotérmico The Geysers, en Estados Unidos, y se generaron los primeros kilowatts de energía eléctrica para iluminar un balneario cercano. Sin embargo, el proyecto fue abandonado en 1930.

Dicho campo está ubicado 120 kilómetros al norte de San Francisco, California. Es de vapor seco y es considerado, hasta la fecha, como el mayor del mundo. Su primera planta geotermoeléctrica se instaló en septiembre de 1960, con una capacidad de 12 MW (Duffield et al., 1994). En Japón, se montó un diminuto generador geotérmico de 1 kW de capacidad en la isla de Kyushu en 1925; pero la primera planta geotermoeléctrica de 30 kW entró en operación en 1951. En el campo geotérmico de Wairakei, Nueva Zelanda, los primeros pozos exploratorios se perforaron hacia 1958, y en 1963 empezó a operar una planta de 8.9 MW.

Hacia mediados de 2009, 24 países en todo el mundo tenían una capacidad geotermoeléctrica conjunta de más de 10,000 MW (Tabla 8.2), encabezados por Estados Unidos con 3,040 MW –que representa casi 30% del total mundial–. La energía eléctrica de origen geotérmico en ese país es suficiente para cubrir la demanda de 2.4 millones de hogares en California, y los casi 15,000 gigawatts-hora (GWh) generados en 2007 representaron el 4% del total de la energía eléctrica generada en Estados Unidos con fuentes renovables, entre las que se incluyen a las grandes hidroeléctricas. En Filipinas, que ocupa el segundo lugar mundial con 1,980 MW, una quinta parte de la electricidad generada es de origen geotérmico (Blodgett y Slack, 2009).

País	Capacidad (MW)	País	Capacidad (MW)
1. Estados Unidos	3,040	14. Turquía	84
2. Filipinas	1,980	15. Papúa Nueva Guinea	56
3. Indonesia	1,058	16. Guatemala	48
4. México	958	17. China (incluye Tibet)	24.2
5. Italia	843	18. Portugal (Islas Azores)	23
6. Islandia	575	19. Francia*	16.5
7. Nueva Zelanda	570	20. Etiopía	7.3
8. Japón	535.3	21. Alemania	6.6
9. El Salvador	204.4	22. Austria	1.4
10. Costa Rica	163	23. Tailandia	0.3
11. Kenia	162	24. Australia	0.1
12. Rusia	110	<b>Total</b>	<b>10,553</b>
13. Nicaragua	87		

\*Alsacia y Guadalupe (en las Antillas).

**Tabla 8.2**  
Capacidad geotermoeléctrica mundial a junio de 2009.

Fuente: Elaboración propia.

En México, la capacidad geotermoeléctrica instalada actual es de 958 MW, lo que ubica al país en el cuarto lugar mundial, como se aprecia en la Tabla 8.2. Hay cuatro campos en explotación: Cerro Prieto, en Baja California; Los Azufres, en Michoacán; Los Humeros, en Puebla, y Las Tres Vírgenes, en Baja California Sur. Todos son operados por la CFE, a través de su Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos. Además, hay un quinto campo identificado en espera de ser desarrollado: el de Cerritos Colorados, en Jalisco (Figura 8.3). Todas las centrales que funcionan en los campos están integradas a las redes y circuitos de distribución de la CFE, son operadas por personal de la misma y son despachadas, como todas las demás, por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).



**Figura 8.3**  
 Campo geotérmico aún no explotado  
 Fuente: Elaboración propia.

Cabe señalar que la CFE es la segunda compañía con la mayor capacidad geotermoeléctrica instalada en el mundo, sólo superada actualmente por la compañía petrolera Chevron, que posee casi 1,200 MW en centrales geotermoeléctricas que operan, principalmente, en Filipinas e Indonesia (Stephure, 2009).

Cerro Prieto es el mayor y más antiguo de los campos mexicanos y está considerado como el segundo más grande del mundo, después de The Geysers. Se localiza en el estado de Baja California, a unos 30 kilómetros al sureste de Mexicali, en la planicie aluvial del valle del mismo nombre y cerca de la frontera con Estados Unidos. El campo se encuentra prácticamente al nivel del mar, y, desde el punto de vista geológico, se ubica en una cuenca tectónica de tipo transtensional, producida entre dos fallas laterales

---

activas pertenecientes al sistema de San Andrés: la falla Cerro Prieto y la falla Imperial. En el subsuelo de esa cuenca, el proceso de adelgazamiento de la corteza continental ha generado una anomalía térmica que aporta calor al sistema geotérmico. El volcán Cerro Prieto, del cual toma su nombre el campo, es la única prominencia volcánica de la región. Tiene una altura de 260 metros, está compuesto por rocas de tipo riodacítico a dacítico y sus últimas lavas fueron extruidas hace 10,000 años; no obstante, carece de relación con la fuente de calor del yacimiento geotérmico.

En el subsuelo del campo, la litología está compuesta por cuatro paquetes de sedimentos y rocas sedimentarias que descansan sobre un basamento de tipo granítico. Éste aflora en la superficie en la parte occidental del campo geotérmico, con lo que da forma a las sierras de Cucapá y El Mayor, y se profundiza debajo del campo hasta unos 4,000 metros. El campo es de tipo hidrotermal de líquido dominante, con fluidos geotérmicos contenidos en rocas de origen sedimentario (lentes de areniscas intercalados en lutitas), cuyo cementante original ha sido alterado y reemplazado por la acción de esos mismos fluidos. El espesor promedio de esta unidad es de 2,400 metros y los fluidos están a temperaturas de entre 300 °C y 338 °C.

Los primeros pozos se perforaron en Cerro Prieto hacia 1963 y, para diciembre de 2008, ya había un total de 369 pozos –entre exploratorios, productores e inyectores–, con una profundidad media de 2,353 metros, aunque el pozo más profundo llega a los 4,400 metros. Durante 2008, la CFE tuvo un promedio de 180 pozos geotérmicos (167 productores y 13 inyectores) en operación continua, las 24 horas del día y los 366 días de ese año, con los que se produjeron 45.9 millones de toneladas de vapor separado (a un ritmo de 5 mil 224 toneladas de vapor por hora o 1,451 kg/s) y 63 millones de toneladas de salmuera. Por medio de canales a cielo abierto y tuberías, esta salmuera se envió a una laguna de evaporación solar construida en la parte occidental del campo, en una superficie de 14.3 km<sup>2</sup>. En su interior hay bordos que forman un caracol a través del cual se va moviendo la salmuera, gracias a un cárcamo de bombeo, para depositar las sales que contiene y después inyectarla en los pozos inyectores. En 2008, se inyectaron 19.6 millones de toneladas de salmuera en los 13 pozos mencionados.

El vapor separado se utilizó para alimentar a las 13 unidades turbogeneradoras que también opera la CFE, agrupadas en cuatro centrales conocidas como CP-I, CP-II, CP-III y CP-IV. La central CP-I está constituida por cuatro unidades de condensación de alta presión de 37.5 MW cada una y por una unidad de 30 MW que funciona con vapor de baja presión, obtenido por

la evaporación parcial en dos etapas del agua separada. Estas unidades empezaron a operar entre 1973 y 1982. Cada una de las centrales CP-II y CP-III está constituida por dos unidades de condensación de 110 MW cada una (dos turbinas de 55 MW en tándem), que entraron en operación entre 1986 y 1987. La central más reciente, CP-IV, fue inaugurada en 2000 y está compuesta por otras cuatro unidades de condensación, de 25 MW cada una. La capacidad instalada total en Cerro Prieto es, por lo tanto, de 720 MW, con los cuales se generaron 5,176 GWh en 2008 para un factor de planta medio anual de 81.8%.

Por su parte, el campo geotérmico de Los Azufres está ubicado en la porción noreste del estado de Michoacán, a 80 kilómetros al oriente de Morelia, en una sierra a 2,800 metros de altura y en medio de un bosque de pino declarado como Zona de Reserva Forestal desde 1979. Es un campo volcánico que forma parte de la Faja Volcánica Mexicana –una provincia fisiográfica alargada en dirección este-oeste y que atraviesa al país de costa a costa en su parte central (Figura 8.3) –. Los fluidos geotérmicos, con temperaturas máximas de 360 °C, están alojados en rocas volcánicas de composición andesítica, afectadas por tres sistemas de estructuras (fallas y fracturas geológicas) producidos por movimientos tectónicos de tipo regional y local. El más importante de esos sistemas tiene una dirección este-oeste y es el que controla el movimiento de los fluidos a profundidad. La fuente de calor del sistema geotérmico del subsuelo parece asociarse con la cámara magmática que alimentó al volcán de San Andrés, la principal prominencia de la zona.

Los primeros trabajos exploratorios de la CFE en Los Azufres empezaron en los años setenta, cuando se perforó el primer pozo exploratorio en 1976. A la fecha, se perforaron 85 pozos exploratorios, productores e inyectoros, con una profundidad media de 1,575 metros. En cambio, los pozos más someros, perforados en la zona sur del campo, apenas rebasan los 600 metros y el más profundo llega casi a los 3,500 metros. En 2008 hubo un total de 45 pozos en operación continua, con 39 pozos productores y 6 pozos inyectoros. Los pozos productores generaron 14.6 millones de toneladas de vapor separado, a una tasa promedio de 1,668 toneladas por hora (t/h), equivalentes a 463 kg/s, así como 4.53 millones de toneladas de salmuera que regresaron al yacimiento mediante los seis pozos inyectoros.

En Los Azufres funciona una central geotermoeléctrica constituida por 14 unidades turbogeneradoras: una unidad de condensación de 50 MW (la Unidad 7), cuatro unidades de condensación de 25 MW cada una (Unida-

---

des 12 a 16), siete unidades de contrapresión de 5 MW cada una (Unidades 2, 3, 4, 5, 6, 9 y 10) y dos unidades de ciclo binario de 1.5 MW cada una. Las primeras unidades de 5 MW empezaron a operar comercialmente en 1982 y las unidades más recientes, de 25 MW, lo hicieron en 2003. La Unidad 1 fue vendida por la CFE a Guatemala en 2002, después de 20 años de operación continua, en tanto que la Unidad 8 fue trasladada al campo geotérmico de Los Humeros en 2003. La capacidad neta instalada en el campo de Los Azufres es, por lo tanto, de 188 MW, con los que se generaron 1,517 GWh durante el año 2008, con un factor de planta medio anual de 91.8%.

Los Humeros es otro campo volcánico, ubicado en la parte oriental de la Faja Volcánica Mexicana, en los límites de los estados de Puebla y Veracruz (Figura 8.3), a unos 35 kilómetros al noroeste de la ciudad de Perote, Veracruz, y a 2,600 metros sobre el nivel del mar. Desde el punto de vista geológico, el campo está en el interior de una estructura de origen volcánico llamada caldera y conocida como Caldera de Los Humeros, cuya formación empezó hace medio millón de años con el ascenso de una cámara magmática que dio lugar a erupciones violentas. La rápida salida de más de 100 km<sup>3</sup> de magma provocó el colapso de un área casi circular de 21 kilómetros de diámetro que formó la caldera. Una caldera más pequeña, alojada dentro de la primera y llamada Caldera de Los Potreros, se formó hace aproximadamente 100 mil años. Las últimas erupciones ocurrieron hace cerca de 20 mil años. También aquí los fluidos geotérmicos, que presentan temperaturas medias de 320 °C –aunque se han medido temperaturas de hasta 400 °C– están alojados en rocas andesíticas, que en este caso descansan sobre un basamento complejo compuesto por rocas sedimentarias (calizas), intrusivas (granitos) y metamórficas (como mármol, skarn y hornfels). En la región central del campo, conocida como Colapso Central, los fluidos profundos tienen características ácidas, lo que tiende a provocar corrosión e incrustación en las tuberías de los pozos. El yacimiento de Los Humeros, a diferencia de los otros dos, es de vapor dominante, con escasa producción de salmuera.

El campo empezó a explorarse desde la década de los setenta. A la fecha, se han perforado 43 pozos geotérmicos, con profundidades que van de los 1,450 a los 3,250 metros, para una media de 2,185 metros. Durante 2008, hubo 23 pozos en operación continua, 20 de ellos productores y los restantes tres de tipo inyector. Estos pozos produjeron 4.83 millones de toneladas de vapor y menos de medio millón de toneladas de salmuera separada (0.46 millones), la cual regresó totalmente al yacimiento. La producción media de vapor fue de 550 t/h; es decir, de 158 kg/s aproximadamente.

La central geotermoeléctrica de Los Humeros tiene una capacidad neta de 40 MW; está compuesta por ocho unidades a contrapresión de 5 MW cada una, la primera de las cuales fue inaugurada en abril de 1990. La unidad más reciente entró en operación en abril de 2008. Esas ocho unidades generaron, durante 2008, un total de 313 GWh, con un factor de planta promedio anual del 92%, que resultó ser uno de los más elevados en todo el país.

El campo geotérmico de Las Tres Vírgenes es el de más reciente explotación en México. Se localiza en la porción norte del estado de Baja California Sur, a unos 40 kilómetros al noroeste de Santa Rosalía, en la parte norte del complejo volcánico de Las Tres Vírgenes, fuera de la Faja Volcánica Mexicana (Figura 8.3). Asimismo, está dentro del área de amortiguamiento de la zona de reserva de la biósfera de El Vizcaíno, que, con una extensión de 2.5 millones de hectáreas, es la mayor de América Latina. El campo se localiza en una depresión con dirección noroeste-sureste, conocida como Cuenca de Santa Rosalía, que constituye el límite de una zona de deformación tectónica relacionada con la apertura del golfo de California. El complejo de Las Tres Vírgenes está formado por tres estratovolcanes cuaternarios alineados de norte a sur; el más reciente y meridional, denominado La Virgen, presentó su última erupción en 1746. La fuente de calor del sistema geotérmico del subsuelo es probablemente la cámara magmática alimentadora de este volcán. Los fluidos geotérmicos del yacimiento están en rocas de tipo intrusivo (granodioritas), cubiertas por rocas de origen volcánico y vulcanosedimentario, y presentan temperaturas promedio de 242 °C, con una máxima de 273 °C.

La CFE comenzó a explorar este campo a principios de los ochenta y perforó el primer pozo exploratorio en 1986. A la fecha, se perforaron 10 pozos con una profundidad media de 1,993 metros y una máxima de 2,500 metros. En 2008, operaron de manera continua de cuatro pozos geotérmicos, tres productores y un inyector en promedio, con los que se obtuvo poco más de medio millón (0.55 millones) de toneladas de vapor en la superficie, separado a un ritmo promedio de 63 t/h (18 kg/s). El yacimiento de Las Tres Vírgenes es de líquido dominante, como en Cerro Prieto y Los Azufres, por lo que el vapor salió acompañado de 1.8 millones de toneladas de salmuera que se regresó íntegramente al yacimiento a través del pozo inyector.

La pequeña central de Las Tres Vírgenes tiene una capacidad neta de 10 MW, constituida únicamente por dos unidades de condensación de 5 MW cada una, que empezaron a operar a partir de 2001; sin embargo, fueron oficialmente inauguradas en 2002. Durante 2008, las unidades generaron 41 GWh, con un factor de planta, más bien bajo, del 47%.

---

## 8.5

# Impacto de la geotermia en México

La capacidad geotermoeléctrica actual en México es, como ya se dijo, de 958 MW, compuestos por 37 unidades turbogeneradoras de condensación, de contrapresión y de ciclo binario, cuya capacidad va de 1.5 MW a 110 MW, y que operan actualmente en cuatro campos geotérmicos. En su conjunto, esas 37 unidades generaron 7,047 GWh de energía eléctrica durante 2008, gracias a los casi 63 millones de toneladas de vapor geotérmico que recibieron.

Desde una perspectiva nacional, la capacidad geotermoeléctrica representa apenas el 1.9% de la capacidad eléctrica total del país, que en diciembre de 2008 fue de 51,105 MW para el servicio público de energía eléctrica, incluidos la CFE y los productores privados de energía que por ley venden su generación a la CFE. Por su parte, la generación de energía eléctrica de origen geotérmico representó el 3% del total generado en 2008 para el servicio público, que fue de 234,096 GWh. Incidentalmente, vale la pena resaltar que más de las tres cuartas partes de este total (el 76%) se generaron con plantas que utilizaron algún tipo de derivado de petróleo o carbón, lo que indica claramente la dependencia de los combustibles fósiles. Las plantas hidroeléctricas, por su parte, contribuyeron con 38,892 GWh, equivalentes al 16.6% del total. Las dos únicas unidades nucleoeeléctricas que operan en el país (las de Laguna Verde, Veracruz) generaron 9,804 GWh (el 4.2%) y las dos centrales eólicas de La Venta, Oaxaca, rodujeron 255 GWh (el 0.1%) (SENER, 2009).

La aportación de la geotermia a la generación de electricidad en el país es poco significativa; sin embargo, resulta de suma importancia cuando se considera su impacto en el ámbito local. En el caso concreto de Cerro Prieto, las cuatro centrales geotermoeléctricas entregan su energía al sistema de distribución de la CFE en Baja California –un sistema aislado de la red de distribución nacional y que incluye importantes centros de consumo como Mexicali, Tijuana y Ensenada–. En este sistema de distribución, la geotermia aporta actualmente casi la mitad de la demanda total y, en el pasado, ha llegado a cubrir hasta el 80% de la misma, como se observa en la Tabla 8.3. En este caso, es indudable que los recursos geotérmicos han tenido

un gran impacto en el desarrollo de esta porción del territorio nacional en los últimos 35 años.

**Tabla 8.3**  
Contribución de Cerro Prieto a la generación eléctrica en el sistema Baja California.

Fuente: Elaboración propia.

Porcentaje de la energía eléctrica	1973	1978	1983	1989	1994	2000	2006	2008
Plantas geotermoeléctricas	10.4	34.5	41.4	79.4	65.5	61.9	51.0	45.9
Otro tipo de plantas	89.6	65.5	58.6	20.6	34.5	38.1	49.0	54.1

Por otro lado, las dos unidades de la central de Las Tres Vírgenes están integradas a un pequeño circuito de distribución, también operado por la CFE y aislado de la red nacional, que comprende las poblaciones de Santa Rosalía, Mulegé y San Ignacio, en la parte norte de Baja California Sur. En este circuito, la generación de electricidad se realizaba con nueve plantas de diesel y una de turbogás, con un elevado consumo de combustible que tenía que ser transportado en barco. En la actualidad, aunque las dos unidades de Las Tres Vírgenes han funcionado a la mitad de su capacidad total, se calcula que la energía generada en este campo en 2008 contribuyó con entre el 55% y el 60% de la demanda de esas poblaciones. A pesar de su bajo factor de planta, la electricidad generada en Las Tres Vírgenes tuvo un costo muy competitivo, e incluso inferior, al de otras plantas que operan en Baja California Sur. Evidentemente, la geotermia también tiene un impacto significativo en el desarrollo de esta zona.

Otro caso que vale la pena comentar es el de una pequeña planta geotermoeléctrica que operaba fuera de la red de distribución de la CFE, cerca del poblado de Maguarichic, Chihuahua. Maguarichic es un pueblo ubicado en lo alto de la Sierra Tarahumara, a 350 kilómetros de la ciudad de Chihuahua. Al iniciar el proyecto, contaba con 600 habitantes que disponían sólo de electricidad de las 19:00 a las 23:00 gracias a un generador de diesel con capacidad de 150 kW. El combustible se transportaba por una brecha de 80 kilómetros de longitud, que durante las nevadas invernales se volvía intransitable. A unos 7 kilómetros al noreste del poblado, la CFE identificó una zona geotérmica conocida como Piedras de Lumbre, con manantiales calientes, fumarolas y áreas de alteración hidrotermal con temperaturas superficiales de entre 42 °C y 93 °C que se extienden en una superficie de 7 km<sup>2</sup>. Después de realizar estudios exploratorios, la CFE perforó dos pozos

---

con profundidades de 50 y 300 metros, mientras se construía una unidad turbogeneradora de ciclo binario de 300 kW de capacidad neta (335 kW de capacidad bruta). La planta consumía unas 60 t/h (16.7 kg/s) de agua a una temperatura de entre 135 °C y 150 °C, que cedía su calor en un intercambiador para gasificar isopentano, el fluido de trabajo que pasaba por la turbina, y después era condensado mediante una torre de enfriamiento. La salmuera, después de ceder su calor, se inyectaba al subsuelo a través de uno de los pozos. Mediante fondos federales, estatales y municipales, se construyó también una pequeña línea de transmisión, de 6.5 kilómetros de longitud y 34.5 kV de tensión, para conducir la energía eléctrica hasta el poblado (Sánchez-Velasco et al., 2003).

La planta empezó a operar en abril de 2001 y funcionó de manera automática las 24 horas del día, salvo en sus períodos de mantenimiento. Así, logró proveer energía eléctrica continua para el pueblo, que vivió una transformación radical a partir de esa fecha. La comunidad formó una comisión responsable de vigilar la operación y el mantenimiento de la planta; se pagaba el salario de tres trabajadores locales –entrenados por personal de la CFE– que llevaban a cabo las actividades rutinarias básicas de la planta, como registrar las lecturas principales, revisar las alarmas y reiniciar la unidad cuando ésta se disparaba por algún problema menor. El personal de la CFE era responsable de los mantenimientos y de resolver los problemas técnicos mayores. Hacia principios de 2008, dejó de ser necesario el funcionamiento de la unidad, debido a que la red nacional de distribución de CFE llegó hasta Maguarichic. Sin embargo, durante siete años se pudo aprovechar un recurso geotérmico pequeño y de baja temperatura, insuficiente para desarrollar un proyecto geotermoeléctrico grande integrado a la red, pero capaz de cambiar sustancialmente el modo de vida de más de 100 familias.

## 8.6

### Aspectos ambientales y económicos de las plantas geotermoeléctricas

Los impactos ambientales ocasionados por el proceso de generación geotermoeléctrica pueden agruparse en cuatro categorías: emisiones de gases a la atmósfera, desechos líquidos, desechos sólidos y ruido. Las emisiones

gaseosas, las nubes blancas que identifican a los campos geotérmicos, son casi exclusivamente vapor de agua. Para ser exactos, en México, más del 95% de esas emisiones es vapor de agua, y del 5% restante más del 90% es bióxido de carbono, cuya cantidad es mucho menor de la que emite una planta termoeléctrica convencional para generar la misma cantidad de energía eléctrica, como se aprecia en la Tabla 8.4. Esta Tabla compara la emisión directa a la atmósfera de diversos gases contaminantes que provoca la generación de un megawatt-hora de energía eléctrica en diversos tipos de plantas termoeléctricas –según el tipo de combustible empleado– y en plantas geotermoeléctricas. Las cifras registradas son medias nacionales para el año 2005, por lo que puede haber variaciones importantes en una planta en particular, en un momento dado. En el caso de México, se trata del promedio de todas las unidades de los cuatro campos geotérmicos mencionados, aunque la emisión de bióxido de carbono por MWh generado varía de un mínimo de 49.2 kg en las unidades de Los Humeros a un máximo de 221.2 kg en las de Los Azufres. La media para Cerro Prieto es de 117 kg/MWh, pero incluso ahí puede variar de una a otra unidad. Cabe señalar que, a escala mundial, la emisión directa de CO<sub>2</sub> a la atmósfera de las plantas geotermoeléctricas convencionales va de 4 kg/MWh a 740 kg/MWh, con un promedio internacional ponderado de 122 kg/MWh (Bertani y Thain, 2002). De cualquier manera, el uso de vapor geotérmico evita la emisión de óxidos de nitrógeno y de azufre a la atmósfera, que son los precursores de la lluvia ácida. Además, la emisión de bióxido de carbono –el principal Gases de Efecto Invernadero (GEI) y responsable del fenómeno del calentamiento global– es menos de la cuarta parte de lo que emite una planta típica de gas natural, o de sólo un 13% de lo que despiden una carboeléctrica promedio.

**Tabla 8.4**  
Emisiones a la atmósfera promedio por unidad de energía eléctrica generada.

Fuente: Elaboración propia, con datos de Kagel et al., 2005 y Fernández, 2005.

Plantas termoeléctricas que utilizan:	Emisiones a la atmósfera en kg/MWh			
	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S
Carbón, promedio nacional en Estados Unidos	1.96	4.72	994.71	0.00
Petróleo, promedio nacional en Estados Unidos	1.82	5.45	759.09	0.00
Gas natural, promedio nacional en Estados Unidos	1.34	0.01	550.25	0.00
Vapor geotérmico, promedio en Estados Unidos	0.00	0.16	40.32	0.05
Vapor geotérmico, promedio en México	0.00	0.00	135.07	2.20

---

Las plantas geotermoeléctricas emiten ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S), lo que no hacen las otras plantas termoeléctricas. Sin embargo, en los cuatro campos mexicanos en operación, las emisiones se encuentran por debajo de los límites establecidos por las normas internacionales. Como en México no existe una norma específica para este gas, la CFE utiliza la establecida para los campos geotérmicos de Nueva Zelanda, que es la más estricta a nivel internacional, y que establece un límite de 0.05 partes por millón de H<sub>2</sub>S como promedio horario. Para verificarlo, en todos los campos de México operan estaciones para medir el H<sub>2</sub>S contenido en el aire que toman lecturas automáticas cada 10 o 15 minutos, todos los días. Por tanto, el ácido sulfhídrico no implica mayor impacto en el ambiente, más allá de su mal olor característico. Cabe mencionar que las plantas geotermoeléctricas de ciclo binario casi no emiten gases a la atmósfera, por tratarse de un ciclo cerrado (por ejemplo, la emisión directa de CO<sub>2</sub> de estas plantas se calcula entre 0 y 1 kg/MWh).

Por su parte, los desechos líquidos del proceso geotermoeléctrico son las salmueras; es decir, el agua que se separa de la mezcla que extraen los pozos del subsuelo. Es agua salina impropia para usos domésticos o agropecuarios, por lo que debe evaporarse o regresarse finalmente al yacimiento del subsuelo a través de pozos inyectores, a fin de evitar cualquier posible contaminación de los acuíferos o de los cuerpos superficiales de agua. La inyección es benéfica también porque contribuye a recargar el yacimiento, pues compensa parcial o completamente la cantidad de fluidos geotérmicos que se le extrae. A fin de asegurarse de que no hay contaminación en los acuíferos ni en los cuerpos de agua, en todos los campos geotérmicos de México se muestrea y analiza periódicamente el agua de los manantiales termales y fríos identificados en el campo y en su periferia. Cabe advertir que algunas de las sales disueltas en la salmuera, como los cloruros de litio y de potasio e incluso la sílice, podrían concentrarse y aprovecharse como sales industriales antes de inyectar el agua residual. Aunque existen algunos intentos en el pasado, esto no se ha hecho en México, en parte porque no corresponde a las funciones sustantivas de la CFE y porque no existe un marco legal claro que permita hacerlo.

Los desechos sólidos se presentan únicamente durante la perforación de los pozos. Son residuos de los fluidos utilizados para perforar. La mayor parte proviene de arcillas inertes de tipo bentonítico que, de cualquier forma, se tratan de acuerdo con lo indicado en la norma ambiental respectiva, ya que la perforación de todo tipo de pozos está regulada por la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).

Por último, en lo que se refiere al ruido, la principal fuente emisora es la descarga de los pozos y de las turbinas de contrapresión (sin condensador) a la atmósfera. Para reducir el nivel de ruido, la CFE desarrolló y emplea diferentes tipos de silenciadores –incluso cuenta con una patente para un tipo específico de equipos–. Estos silenciadores permiten reducir el ruido hasta 80%, a una distancia de 3 metros de la fuente emisora, y hasta 74% a una distancia de 50 metros. Esto queda dentro del límite de 90 decibeles permitido por la Secretaría del Trabajo y Previsión Social (STPS) para jornadas de trabajo de ocho horas.

En cuanto al uso del suelo, en México no se han realizado estudios específicos; pero en Estados Unidos se estima que las plantas geotermoeléctricas utilizan una menor superficie de terreno en comparación con otras fuentes de energía, fósiles o renovables. Si se considera un período de 30 años, que es el ciclo de vida útil empleado para evaluar los impactos ambientales en proyectos eléctricos, se calcula que una planta geotermoeléctrica utiliza 404 m<sup>2</sup> por GWh generado, mientras que una carboeléctrica emplea 3,642 m<sup>2</sup>/GWh (incluido el terreno necesario para las minas); en tanto que una planta termosolar requiere 3,561 m<sup>2</sup>/GWh, una solar fotovoltaica 3,237 m<sup>2</sup>/GWh y una eoloeléctrica emplea actualmente 1,335 m<sup>2</sup>/GWh (Blodget y Slack, 2009). Por todo lo anterior, la geotermia está considerada como una de las llamadas energías verdes o ambientalmente sustentables.

Desde otra perspectiva, la generación geotermoeléctrica en México tiene el costo unitario más bajo de todos los tipos de plantas termoeléctricas y es superior únicamente al reportado por las centrales hidroeléctricas. En la Tabla 8.5 se presenta el promedio de los costos de generación anuales calculados por la CFE para el kWh producido durante 2008 con plantas que utilizan tecnologías diversas. El costo de generación está expresado en pesos corrientes por kWh e incluye los siguientes conceptos: salarios y prestaciones del personal, costo de obligaciones laborales, combustibles, costos de mantenimiento (incluidos los contratos de servicios), materiales de consumo y mantenimiento, depreciación, costo de financiamiento (conocido como aprovechamiento), costos de impuestos y derechos, costos indirectos del corporativo de CFE y otros gastos (CFE, 2009).

Como se observa en la Tabla, el costo de generación en México durante 2008 varió de un máximo de \$7.85 por kWh, para plantas termoeléctricas convencionales con base en diesel, a un mínimo de \$0.49 para centrales hidroeléctricas. Las centrales geotermoeléctricas tuvieron, por su parte, el segundo costo de generación más bajo. Por supuesto, se trata de prome-

Tipo de planta	Costo unitario en 2008 (\$/kWh)
Termoeléctrica (diesel)	7.85
Termoeléctrica (combustóleo)	1.58
Turbogás y ciclo combinado	1.38
Carboeléctrica y dual (carbón y combustóleo)	1.10
Nucleoeléctrica	0.82
Eoloeléctrica	0.74
Geotermoeléctrica	0.59
Hidroeléctrica	0.49

**Tabla 8.5**  
Promedio de costos unitarios de generación en 2008 por tipo de tecnología.

Fuente: CFE, 2009.

dios nacionales que pueden variar entre una y otra planta, aunque utilicen la misma tecnología y combustible, en función de diversos factores como su capacidad y antigüedad. Para ofrecer una idea más precisa, la Tabla 8.6 incluye costos de generación específicos para algunas centrales particulares que operan en la misma región de generación de la CFE, con cifras correspondientes al año 2006 expresadas en pesos corrientes de ese año, con su actualización en pesos de 2008.

Región	Central	Tipo	Capacidad (MW)	Costo (\$/kWh)	
				2006	2008
Noroeste	Cerro Prieto	Geotermoeléctrica	720	0.32	0.35
	Puerto Libertad	Termoeléctrica	632	0.93	1.02
	Las Tres Vírgenes	Geotermoeléctrica	10	4.09	4.48
	Ciudad Constitución	Turbogás	33	6.93	7.60
Occidente	Los Azufres	Geotermoeléctrica	188	0.18	0.20
	Manzanillo II	Termoeléctrica	700	0.85	0.93
Sureste	Los Humeros	Geotermoeléctrica	35	0.31	0.34
	Mérida II	Turbogás	30	4.56	5.00
	Mérida II	Termoeléctrica	168	1.15	1.26

**Tabla 8.6**  
Costos unitarios de generación en centrales específicas durante 2006, actualizados a pesos de 2008.

Fuente: Elaboración propia.

Puede apreciarse que los costos de generación de las centrales geotermoeléctricas variaron entre \$0.18 por kWh en Los Azufres y \$4.09 para Las Tres Vírgenes, expresados en pesos corrientes de 2006; en tanto, los costos de generación obtenidos en Cerro Prieto y en Los Humeros fueron muy parecidos. Aunque el costo unitario en Las Tres Vírgenes es elevado, debe considerarse que esta central funciona en un sistema de distribución aislado en la península de Baja California, donde el costo operativo de las plantas termoeléctricas convencionales es más alto que el promedio nacional debido a que todo el combustible debe transportarse desde el otro lado del golfo. No obstante, pese a ser más alto que en otros campos geotérmicos, el costo unitario de la energía eléctrica generada en Las Tres Vírgenes es muy competitivo con el de las otras plantas que están relativamente cerca, como la de Ciudad Constitución, incluida en la misma Tabla.

## 8.7 Usos directos de la geotermia

En 2005, alrededor de 75 países en todo el mundo utilizaban directamente la energía geotérmica en diversas aplicaciones. La lista estaba encabezada por Estados Unidos, con una capacidad instalada de 7,817 megawatts térmicos (MWt), que representan 28% de la capacidad mundial y un uso anual de 31,239 terajoules (TJ), equivalentes al 12% del uso total en términos energéticos. Suecia ocupaba el segundo lugar en cuanto a capacidad térmica instalada, con 3,840 MWt, pero con un uso más intensivo de sus recursos, al reportar 36,000 TJ/año. Sin embargo, el primer lugar mundial en uso directo de la energía geotérmica lo ocupaba China, con 45,373 TJ/año, aunque sólo tenía 3,687 MWt de capacidad térmica. En un distante cuarto lugar aparecía Islandia, con 1,791 MWt y un uso anual de 23,813 TJ de energía geotérmica (Lund et al., 2005).

México aparecía entre los países con menor uso directo de la geotermia. Las cifras actualizadas para 2008 no han variado mucho, pues se estima que el país tenía una capacidad instalada de 156 MWt y un uso anual de 4,023 TJ –casi toda correspondiente a balnearios y estaciones termales distribuidos en 18 estados de la República (Gutiérrez-Negrín et al., 2009) –. La CFE ha desarrollado algunos proyectos piloto de uso directo en el campo de Los Azufres, aprovechando el calor de la salmuera antes de inyectarla a los pozos. Estos incluyen un sistema de calefacción para parte de sus instalaciones en ese campo, una cámara de secado de madera y un deshidratador de frutas y verduras.

---

En Los Azufres suelen presentarse durante época de invierno temperaturas ambientales de 3 °C o menos, por lo que la CFE diseñó e instaló un sistema de calefacción hidrónica en las oficinas de su residencia y en las casas de visita que aprovecha una mínima parte de la energía residual de la salmuera. Parte de ésta se conduce a un intercambiador de calor en el que, sin mezclarse, cede su calor a un circuito cerrado por el que circula agua dulce. Ésta se bombea hacia los radiadores instalados en las áreas que se van a calentar, donde se realiza la transferencia de calor por convección natural. En cada área hay un termostato que controla la temperatura de manera automática y la mantiene a 22 °C. El consumo de salmuera geotérmica es de aproximadamente 1 tonelada por hora (Sánchez Velasco y Rangel Chávez, 1997).

La cámara de secado de madera, que también funciona en Los Azufres, es de 8 metros de largo por 3.5 metros de ancho y 3.5 metros de altura, con capacidad de 9 mil pies/tabla. La fuente de calor es el fluido geotérmico que llega a 170 °C y proporciona 40 kilojoules por segundo (kJ/s) de energía calorífica. Se utilizan ventiladores que operan en forma intermitente, para mantener homogénea la temperatura dentro de la cámara entre 60 °C y 77 °C. Hay extractores de aire que operan continuamente para extraer la humedad y mantener los rangos establecidos de humedad y temperatura. Con ello se consigue secar madera de pino, encino y fresno en una décima parte del tiempo requerido de manera natural y se obtiene un secado uniforme y con porcentajes de humedad final que oscilan entre una tercera parte y la mitad de la humedad que queda con un secado natural (Pastrana Melchor, 1997).

El deshidratador de frutas y verduras, por su parte, mide 1 metro de largo por 3 metros de ancho, con 2 metros de altura. Tiene una capacidad de 448 kg de fruta o verdura. Requiere 10 kJ/s de energía calorífica, la cual se proporciona con 0.03 kg/s de agua caliente, a una temperatura de entre 40 °C y 60 °C en el interior. El sistema de calentamiento está compuesto por dos serpentines, un termómetro, un manómetro y una válvula de control de presión. El sistema de circulación de aire es un ventilador axial de 120 m<sup>3</sup> por minuto. El principio de operación del deshidratador consiste en elevar la temperatura del aire que fluye en su interior, haciéndolo pasar por un intercambiador de calor. Al circular entre la fruta o la verdura, el aire caliente provoca la pérdida de agua por evaporación en el tejido vegetal, hasta obtener un producto con la humedad deseada (Casimiro Espinoza, 1997). Pese a que la zona que rodea al campo de Los Azufres es maderera y productora de fruta, tanto la cámara de secado como el deshidratador sólo han sido proyectos demostrativos y aún no se comercializan a escala industrial.

En el mundo, los usos directos de la geotermia sumaban, en 2005, una capacidad total estimada de casi 28,000 MWt; es decir, casi el triple de la capacidad geotermoeléctrica mundial. Con esa capacidad se producían poco más de 261,000 TJ anuales, equivalentes a 72,622 gigawatts térmicos-hora al año, para un factor de planta medio anual del 30% (Tabla 8.7).

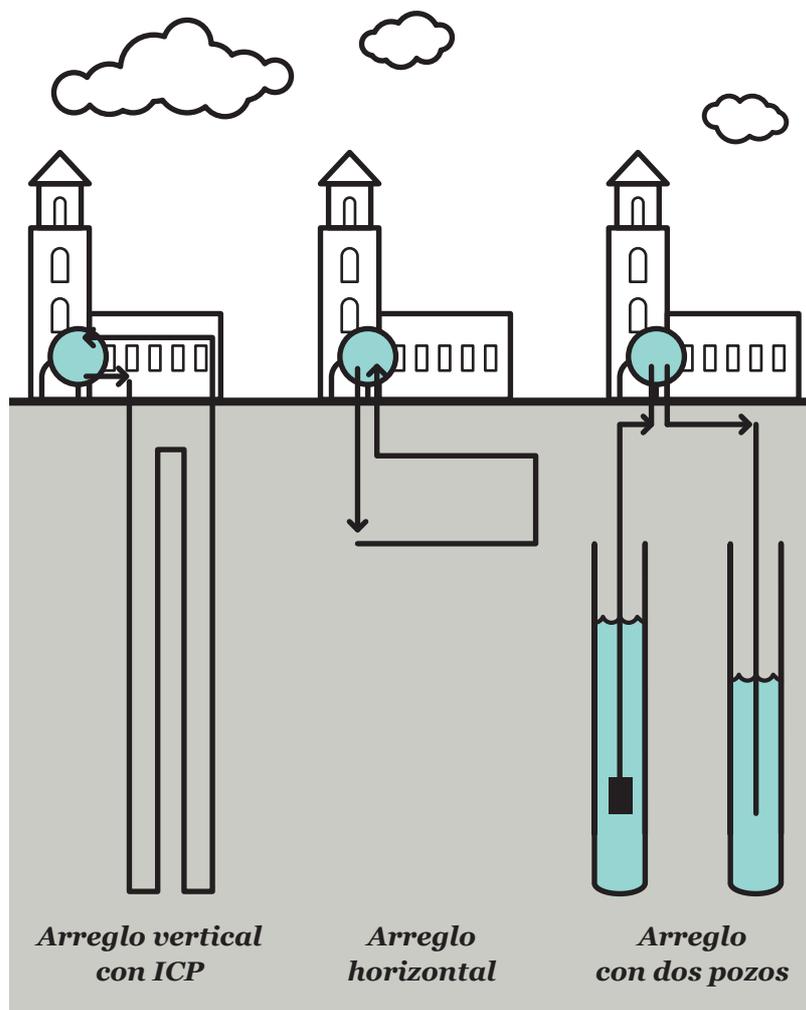
Tipo de aplicación	Capacidad (MWt)	Uso (TJ/año)	Factor de planta
Bombas de calor geotérmico	15,723	86,673	0.17
Balnearios y estaciones termales	4,911	75,289	0.49
Calefacción	4,158	52,868	0.40
Invernaderos	1,348	19,607	0.46
Acuicultura	616	10,969	0.56
Usos industriales	489	11,068	0.72
Refrigeración y deshielo	338	1,885	0.18
Secado agrícola	157	2,013	0.53
Otros	86	1,045	0.39
<b>Total</b>	<b>27,826</b>	<b>261,417</b>	<b>0.30</b>

**Tabla 8.7**  
Tipos de usos directos de la geotermia en el mundo en 2005.

Fuente: Lund et al., 2005.

En esa Tabla puede observarse que el uso directo de la energía geotérmica en el mundo corresponde, principalmente, a las bombas de calor geotérmico. Éstas, en particular, aprovechan la temperatura del subsuelo, que se mantiene relativamente constante durante todo el año a profundidades someras de entre 3 y 100 metros. Así, se entierra un sistema cerrado de tuberías de plástico, en arreglo horizontal (a 1 o 2 metros de profundidad) o vertical (mediante un pozo de entre 30 y 250 metros de profundidad), debajo de una superficie determinada. Mediante una bomba, se hace circular agua dulce (que, de ser necesario, puede mezclarse con anticongelante) a través de las tuberías enterradas, en cuyo trayecto el agua va adquiriendo la temperatura del subsuelo.

En el verano, la temperatura del subsuelo es menor que la ambiental y, al salir de la tubería, el agua puede utilizarse para enfriar la casa o el edificio a través de un sistema convencional de ductos de acondicionamiento de aire. En invierno, el agua sale a una temperatura mayor que la ambiental y, a través del mismo sistema, puede utilizarse para calefacción o dirigirse hacia un tanque de agua para obtener agua caliente. Esto se conoce como un ciclo cerrado (*closed loop*), pero también puede emplearse un ciclo abierto (*open loop*) que utiliza directamente agua del subsuelo o de un lago en un intercambiador de calor y luego la descarga en otro pozo, en un arroyo o lago o incluso en el suelo (Figura 8.4).



**Figura 8.4**  
Sistemas cerrados (izquierda y centro) y abiertos (derecha) de bombas de calor. El sistema más usado es el de la izquierda, con intercambiadores de calor de pozos (ICP).

Fuente: Lund, 2000.

Las bombas de calor geotérmico reducen el consumo de energía eléctrica de 30% a 60% en comparación con los sistemas tradicionales de enfriamiento o de calefacción, ya que en este caso la electricidad sólo se usa para recolectar, concentrar y entregar el calor mediante una bomba, pero no para producirlo (Blodgett y Slack, 2009). En 2005, se estimaba que había cerca de 1.3 millones de hogares en 32 países –en Estados Unidos y el norte de Europa principalmente– que utilizaban bombas de calor geotérmico como sistema de calefacción y, en menor medida, para acondicionamiento de aire (Lund et al., 2005). Para 2008, la estimación era de aproximadamente 3 millones de usuarios de estas bombas sólo en Estados Unidos, con alrededor de 800 mil unidades en operación y una capacidad de 9,600 MWt.

Aunque las bombas de calor geotérmico no parecen tener muchas posibilidades de desarrollo en México debido al clima templado de la mayor parte de su territorio, sí hay posibilidades para otros usos directos de la geotermia, aparte de los balnearios y estaciones termales. Los recursos geotérmicos de temperatura baja a media son abundantes en el país; un estudio reciente estima que las reservas totales de 276 localidades termales identificadas en 20 estados del país, con temperaturas probables de entre 60 °C y 180 °C, son de 2.26 x 1,010 MWt –el equivalente a la energía térmica contenida en mil 900 millones de barriles de petróleo crudo tipo Arabian Light (Iglesias y Torres, 2009)–. Esos recursos de temperatura baja a intermedia podrían aprovecharse en la acuicultura para la cría de peces en estanques con temperatura controlada, como la tilapia, la lobina, el salmón o la trucha. También podrían emplearse en procesos industriales que requieren agua caliente, como ya se hace actualmente en diversos países para el curado de concreto (Guatemala y Eslovenia), para la pasteurización de leche (Rumania), en las curtidorías (Eslovenia y Serbia), para la producción de bióxido de carbono (Islandia y Turquía), en las lavanderías industriales (Estados Unidos), en la industria papelera (Nueva Zelanda) y para la extracción de sales (Italia y Vietnam) (Lund et al., 2005). Sobre esta última actividad cabe señalar que la salmuera geotérmica del campo de Cerro Prieto, por ejemplo, contiene más de 1,600 partes por millón (ppm) de potasio y alrededor de 18 ppm de litio, por lo que se ha calculado que se podrían extraer anualmente hasta 80,000 toneladas de cloruro de potasio y unas 4,000 de cloruro de litio –sales con amplia demanda en el mercado nacional e internacional–.

---

## 8.8

# Perspectivas y obstáculos para el desarrollo de la geotermia en México

Las perspectivas de desarrollo geotermoeléctrico en los campos ya conocidos incluyen los siguientes proyectos de la CFE. En Cerro Prieto está el proyecto CP-V, que consiste en la construcción de dos nuevas unidades de condensación de 50 MW cada una para reemplazar a las dos unidades más antiguas de 37.5 MW de la central CP-I, en operación desde 1973. Las nuevas unidades de 50 MW serán más eficientes que las antiguas, por lo que consumirán aproximadamente la misma cantidad de vapor pero lograrán generar más, con lo que se obtendrá una ganancia neta de 25 MW. Este proyecto está programado para entrar en operación comercial en abril de 2011 (CFE, 2008). En el campo de Los Humeros está en construcción el proyecto Los Humeros II. Se trata de la construcción e instalación de una unidad de condensación de 25 MW y que entrará en actividades en 2011 (CFE, 2008). Hay además planes para instalar siete unidades de ciclo binario de 3 MW cada una, que funcionarían con el vapor residual de siete de las unidades de contrapresión que actualmente se descarga a la atmósfera. Con ambos proyectos se obtendría una capacidad adicional neta de 46 MW.

En el caso de Los Azufres, la CFE estudia la factibilidad del proyecto Los Azufres III, compuesto también por dos etapas. La primera cuenta con una unidad de 25 MW y la segunda con otra de 50 MW, ambas de condensación. Esta iniciativa incluye el desmantelamiento de las siete unidades de contrapresión; las cuales funcionan actualmente con una capacidad conjunta de 35 MW, por lo que el incremento neto de capacidad sería de 40 MW. Con esto, la capacidad instalada en Los Azufres ascendería a 228 MW, básicamente con el mismo consumo de vapor geotérmico actual.

Pero, además, hay un quinto campo geotérmico en México que está prácticamente listo para generar energía eléctrica. Se trata del campo de Cerritos Colorados, ubicado en la periferia de la ciudad de Guadalajara, Jalisco, en el interior de una caldera volcánica (la Caldera de La Primavera) en la porción occidental de la Faja Volcánica Mexicana (Figura 8.3). En la década de los ochenta, la CFE perforó 13 pozos con profundidades de entre 670 metros y casi 3,000 metros –seis de los cuales resultaron productores–. De acuerdo

con las características de esos pozos se sabe que en el subsuelo del campo los fluidos geotérmicos están contenidos en un paquete de rocas volcánicas (andesitas y tobas) con una profundidad total de 2,400 metros aproximadamente y que descansan sobre un basamento de rocas intrusivas (granitos). El yacimiento es hidrotermal de líquido dominante, con temperaturas de entre 250 °C y 348 °C (Gutiérrez-Negrín, 1988), y, con base en los modelos de cuantificación del recurso y de simulación numérica, se le ha comprobado una capacidad de 75 MW. El campo está dentro del Bosque de La Primavera, que tiene una superficie total de 36,000 hectáreas. A principios de 2009, la SEMARNAT aprobó finalmente la Manifestación de Impacto Ambiental, sometida por la CFE para la construcción, instalación y montaje de dos unidades de condensación, una de 25 MW y otra de 50 MW en dos etapas, así como de una línea de transmisión de 69 kV de 14.5 kilómetros de longitud. Se espera que la primera unidad esté lista hacia 2012, con lo que se podría empezar a aprovechar este recurso geotérmico, diferido por más de 20 años.

Por lo tanto, las reservas geotermoeléctricas probadas del país a partir de yacimientos hidrotermales de alta temperatura suman actualmente 186 MW: 25 MW en Cerro Prieto, 40 MW en Los Azufres, 46 MW en Los Humeros y 75 MW en Cerritos Colorados. Esos 186 MW equivalen al 18% de la actual capacidad geotermoeléctrica instalada.

La Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la CFE ha identificado 545 zonas geotérmicas, varias de las cuales ya fueron exploradas a detalle en busca de recursos de alta temperatura para la generación de electricidad de gran escala. Entre estas últimas destacan las zonas de Tulecheck en Baja California, Acoculco en Puebla, La Soledad en Jalisco, el Domo San Pedro en Nayarit y el volcán Tacaná en Chiapas. En las dos primeras zonas, la CFE realizó más estudios exploratorios recientes y ha perforado dos pozos profundos en Acoculco. Pese a esto, parece evidente que ya no quedan grandes yacimientos de alta temperatura por descubrir en el país, como Cerro Prieto o Los Azufres. Los yacimientos adicionales de alta temperatura que podrían descubrirse y aprovecharse en algunas de las zonas mencionadas tendrán, probablemente, un tamaño entre el de Los Humeros y el de Las Tres Vírgenes; es decir, de unos 20 a 25 MW. Así, si se estiman otros cinco nuevos campos geotérmicos convencionales en el mediano plazo, la capacidad adicional estará entre 100 y 125 MW, equivalente a 13% de la capacidad actual.

Sin embargo, en México existen recursos geotérmicos aún no explotados en yacimientos de temperaturas medias a bajas, en yacimientos de roca

---

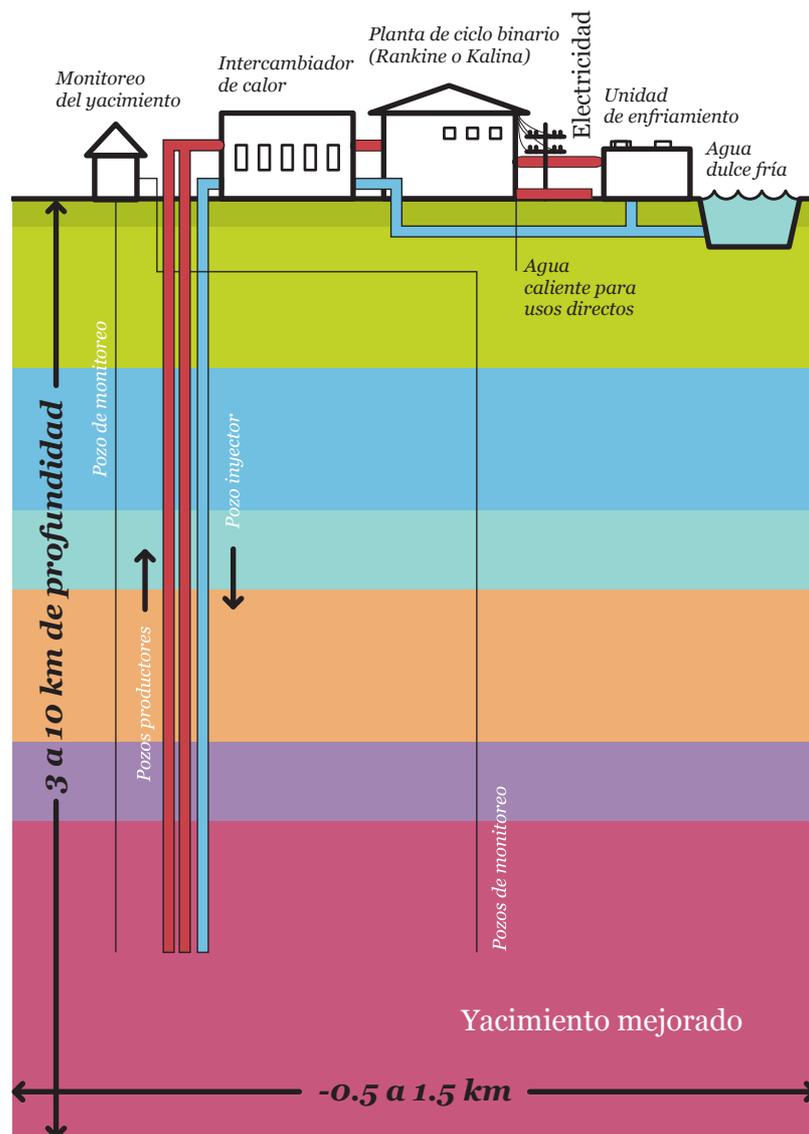
seca caliente –especialmente aquellos ocultos o sin manifestaciones termales superficiales– y en las ventilas hidrotermales del fondo del golfo de California. En cuanto a los primeros, la CFE identificó casi 50 zonas en nueve estados de la República, con temperaturas en el subsuelo de entre 120 °C y 200 °C. Si bien es cierto que no son suficientes para instalar plantas de ciclo unitario, también lo es que sí podrían sostener la operación de plantas modulares de ciclo binario, como la que funcionó varios años en Maguarichic, Chihuahua. No hay cálculos sobre el probable potencial geotermoeléctrico de esos recursos, pero a partir del estudio de reservas térmicas de Iglesias y Torres (2009) parece razonable asumir que ese potencial sería, cuando menos, similar a la capacidad geotermoeléctrica actual del país –es decir, de unos 1,000 MW eléctricos en números redondos–.

Por supuesto, esos recursos de temperatura media a baja también podrían aprovecharse para diversos usos directos en todo el mundo. Se estima que hacia el año 2020 los usos directos de la geotermia podrían llegar a casi 174,000 MWt, de los cuales 82% (143,000 MWt) estaría instalado en bombas de calor y el restante 18% (30,900 MWt) en otras aplicaciones directas.

En cuanto a los recursos geotérmicos de roca seca caliente que pueden desarrollarse como sistemas geotérmicos mejorados (EGS), el principio es muy sencillo, aunque todavía difícil de llevar a la práctica. En zonas del subsuelo donde se detectan altas temperaturas sin fluidos geotérmicos se crea o se mejora una red de fracturas en las rocas mediante técnicas, como el hidrofracturamiento o el fracturamiento térmico, que consisten en inyectar agua fría a presión en un pozo. Posteriormente, se perfora otro más cercano y a una profundidad similar. En el primer pozo se inyecta agua a temperatura ambiente, la cual se calienta conforme desciende, se filtra a través de la red de fracturas creada o ampliada, y se recupera en el segundo pozo a una temperatura superior a la inyectada, que va de 150 °C y 200 °C. El agua caliente o el vapor obtenido en la superficie pueden emplearse entonces para generar energía eléctrica, con plantas de ciclo binario o para algún uso directo (Figura 8.5).

Actualmente se encuentran en desarrollo algunos proyectos de este tipo en Australia, Estados Unidos y Alemania, y ya operan dos pequeñas plantas piloto que aprovechan yacimientos tipo EGS en Francia (en Alsacia, con 1.5 MW) y Alemania (en Landau, con 2.5 MW) (Baumgärtner et al., 2007). No hay datos sobre costos unitarios de generación; sin embargo, los costos de inversión se estiman entre USD\$13,000 y USD\$21,000 por kilowatt instalado –mucho superior al costo de inversión de una planta geo-

termoeléctrica convencional, que tiene un costo promedio de USD\$2,000 por kilowatt (sin incluir pozos) –. Aún así, el potencial geotermoeléctrico de México en recursos EGS es, cuando menos, igual a la actual capacidad geotermoeléctrica instalada, lo que se traduce en otros 1,000 MW cuando los costos resulten competitivos.



**Figura 8.5**  
Esquema de un sistema geotérmico mejorado (EGS).

Fuente: Haring, 2007.

Por último, están los sistemas hidrotermales submarinos, ubicados en las ventilas de las cordilleras del fondo oceánico. En el fondo del golfo de California se han identificado ventilas con temperaturas de hasta 360 °C, así como otras más someras y de menor temperatura en las costas del Pacífico. Teóricamente, se puede generar energía eléctrica a partir de un ventila hidrotermal submarina mediante una planta encapsulada de ciclo binario, como describieron Hiriart y Espíndola (2005). Aunque es una tecnología que se encuentra todavía en fase de diseño, se estima que el potencial geotermoeléctrico de dicho recurso submarino es similar al de los recursos EGS (Hiriart et al., 2009). Por lo tanto, los recursos geotérmicos en las ventilas submarinas de México podrían agregar mil MW eléctricos en el largo plazo.

En resumen, las perspectivas de desarrollo de la geotermia en México incluyen un potencial mínimo de 3,000 MW adicionales a la capacidad instalada y a las reservas probadas actuales (Tabla 8.8).

Tipo de reserva:	Capacidad instalada (MW)	Reservas probadas (MW)	Reservas probables (MW)	
			Lugar / Plazo (años)	Actual
Cerro Prieto, BC	720	25	—	—
Los Azufres, Mich.	188	40	—	—
Los Humeros, Pue.	40	46	—	—
Las Tres Vírgenes, BCS	10	0	—	—
Cerritos Colorados, Jal.	0	75	—	—
Otras zonas geotérmicas de alta temperatura	0	0	100-125	—
Yacimientos de temperatura media a baja	0	0	~1,000	—
Yacimientos de roca seca caliente (EGS)	0	0	~1,000	—
Yacimientos submarinos	0	0	0	~1,000
<b>Total</b>	<b>958</b>	<b>186</b>	<b>2,100-2,125</b>	<b>1,000</b>

**Tabla 8.8**  
Capacidad instalada y reservas geotermoeléctricas en México.

Fuente: Elaboración propia.

A la fecha no existen mayores barreras para continuar aprovechando los yacimientos geotérmicos convencionales de alta temperatura en México, tanto en los campos conocidos como en los pocos que queden por descubrir y explotar. Pero para los recursos geotérmicos no convencionales, como los yacimientos de temperatura media a baja, los yacimientos de roca seca caliente y los probables yacimientos submarinos, hay barreras tanto de tipo tecnológico como de tipo económico.

Entre las barreras tecnológicas para el desarrollo de yacimientos de baja a media temperatura y de roca seca caliente está la escasez de técnicas de exploración y de evaluación más económicas y específicas, particularmente cuando estos yacimientos carecen de evidencias superficiales. Otro obstáculo son las técnicas de perforación rutinarias, que tienden a reducir la permeabilidad de las rocas del subsuelo por la interacción de éstas con los fluidos de perforación, pero que podrían superarse mediante un lodo de perforación que ejerza menos presión (como la llamada perforación bajo balance o NBD, Near-Balanced Drilling) o mediante el uso de fluidos aireados. De hecho, se requiere una nueva generación de perforación geotérmica que permita reducir los costos de los pozos que, en sistemas de roca seca caliente o de baja temperatura, pueden llegar a representar la mitad de la inversión total de un proyecto. Además, en los yacimientos de roca seca caliente todavía no se han desarrollado técnicas de fracturamiento suficientemente precisas para producir o mejorar la red de fracturas en las condiciones que se requieren.

Otro escollo tecnológico es la baja eficiencia del intercambio de calor del fluido geotérmico con el fluido de trabajo en las plantas de ciclo binario. La eficiencia neta actual con la que este tipo de plantas convierten el calor en energía eléctrica está entre 5% y 15%, mientras que la de las plantas geotermoeléctricas convencionales va de 15% a 25%.

Entre las barreras económicas cabe recordar que, aunque en México el costo unitario de la electricidad generada con recursos geotérmicos convencionales de alta temperatura es muy competitivo, el costo de la electricidad generada con recursos de baja o media temperatura y de roca seca caliente será, de inicio, muy superior. Por lo tanto, es necesario establecer un subsidio al precio del kWh geotérmico que facilite la competencia con los subsidios implícitos que reciben las plantas eléctricas con base en combustibles fósiles o bien, incrementar el precio unitario de la energía eléctrica producida en estas plantas al integrar el costo de las toneladas de CO<sub>2</sub> emitidas a la atmósfera. Una manera de subsidiar la instalación de

---

plantas geotermoeléctricas que utilicen estos nuevos recursos es mediante una legislación específica para la geotermia.

A la fecha, los recursos geotérmicos en México se encuentran dentro de las aguas, a una temperatura mayor a 80 °C, contempladas por la Ley de Aguas Nacionales. Sin embargo, en realidad estos recursos son cualitativamente diferentes al agua para consumo humano y otros usos, por lo que requieren de un manejo legislativo específico. Además, en la Ley de Aguas Nacionales no se prevé el aprovechamiento de la energía calorífica, que es el producto principal de la geotermia y que no implica necesariamente un uso consuntivo de esos fluidos. Por lo tanto, un mecanismo para proteger los yacimientos geotérmicos y propiciar su desarrollo sería el establecimiento de su regulación específica, con un sistema de concesiones que permita su aprovechamiento en una superficie y cuyos linderos imaginarios irían desde la superficie al subsuelo. Lo anterior impediría el aprovechamiento simultáneo, por dos o más concesionarios, de un mismo yacimiento geotérmico.

## 8.9

# Conclusiones y recomendaciones

La energía geotérmica es un recurso renovable, puesto que la energía obtenida se reemplaza continuamente con más energía, en una escala de tiempo similar a la requerida para su obtención. Por esta razón, la geotermia no es un recurso minero y se le puede aprovechar de una manera sustentable, con ritmos de producción adecuados a las características específicas de cada yacimiento (tamaño, temperatura, presión, recarga natural, etc.). La producción de fluidos geotérmicos crea un cono de abatimiento en el subsuelo que, a su vez, provoca un mayor flujo de esos fluidos para reemplazar a los que se están extrayendo y tratar de restablecer las condiciones iniciales del yacimiento. Esta capacidad de recuperación natural de los yacimientos geotérmicos, que no presentan los yacimientos minerales ni petroleros, es el fundamento que permite su uso sustentable.

En el mundo, los usos directos de la geotermia para calefacción, balnearios, invernaderos y otros usos agropecuarios e industriales, incluidas las bombas de calor geotérmico, se han desarrollado mucho más que su uso indirecto para la generación de electricidad. En México ocurrió lo contrario, y en la actualidad se cuenta con una capacidad geotermoeléctrica de 958 MW en operación, con reservas probadas de al menos 186 MW adicionales

y con reservas probables de otros 3,000 MW como mínimo. Pero para el desarrollo y la explotación de los recursos geotérmicos no convencionales, como los de baja y media temperatura, los de roca seca caliente y los yacimientos submarinos, hace falta superar las actuales barreras tecnológicas y económicas que los hacen incosteables.

Para impulsar el desarrollo de la geotermia es recomendable investigar y aplicar técnicas de perforación que permitan abatir los costos de los pozos. Asimismo, resulta fundamental crear nuevos materiales a costos más bajos (tuberías, bombas, aditivos, intercambiadores de calor, sistemas de enfriamiento) e integrar diseños novedosos, de tal manera que el sistema en su conjunto resulte más eficiente y económico. En ese sentido, los sistemas en cascada (o proyectos multipropósito), en los que el fluido geotérmico se utiliza para generar energía eléctrica y en otros usos directos (calefacción, procesos agropecuarios e industriales, recuperación de minerales valiosos en la salmuera), pueden ser una solución tecnológica. Además, debe hallarse la manera de reducir el uso de aceros inoxidable en ciertos componentes de las plantas.

Aunado a ello, sería recomendable contar con una legislación específica para la geotermia. Ésta debe incluir el subsidio inicial para el desarrollo y la explotación, particularmente de los recursos geotérmicos no convencionales, mediante estímulos fiscales u otros mecanismos, como ocurre con las energías renovables y ambientalmente benignas en otras partes del mundo. Esto aumentaría la disponibilidad de los servicios de exploración y explotación geotérmicos, atraería inversiones en investigación y desarrollo y fortalecería la cooperación internacional en este sector. También es aconsejable que los nuevos proyectos geotermoelectrónicos, tanto convencionales como no convencionales, recurran al Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) del Protocolo de Kioto para obtener créditos de carbono o certificados de reducción de emisiones (CER), necesarios para abatir el costo unitario total.

Todo esto, sin duda, contribuirá a asegurar el abastecimiento energético del país, a mitigar los efectos del cambio climático y a fortalecer un mercado diversificado de energía, de una manera social, ambiental y económicamente sustentable.



## Bibliografía

**Baumgärtner, J., Menzel, H. y Hauffe, P., 2007.**

*The geox GmbH Project in Landau. The First Geothermal Power Project in Palatinate/Upper Rhine Valley. First European Geothermal Review, Geothermal Energy for Electric Power Production.* Mainz: VWEW.

**Bertani, R. y Thain, I., 2002.**

*Geothermal power generating plant CO2 emission survey.* IGA News, No. 49, pp. 1-3.

**Blodgett, L. y Slack, S., eds., 2009.**

*Geothermal 101: Basics of Geothermal Energy Production and Use.* Washington DC: Geothermal Energy Association.

**Burgassi, P. D., 1999.**

Historical Outline of Geothermal Technology in the Larderello Region to the Middle of the 20th Century. En Cataldi, R., Hodgson, S. y Lund, J. W., eds. *Stories from a Heated Earth.* Sacramento: Geothermal Resources Council, pp. 195-219.

**Casimiro Espinoza, E., 1997.**

Uso de la energía geotérmica para la deshidratación de frutas y legumbres: experiencia en Los Azufres, Mich., México. *Geotermia*, Vol. 13, No. 1, pp. 57-60.

**Cataldi, R., 1999.**

The Year Zero of Geothermics. En Cataldi, R., Hodgson, S. y Lund, J. W., eds. *Stories from a Heated Earth.* Sacramento: Geothermal Resources Council, pp. 7-17.

**CFE, 1998.**

*Campo geotérmico de Cerro Prieto. Folleto informativo publicado por la Residencia General Cerro Prieto de la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la CFE.* Mexicali: CFE.

**CFE, 2008.**

*Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2009-2018.* CFE, Subdirección de Programación, Coordinación de Planeación. México: CFE.

**CFE, 2009.**

*Costo de generación por tecnología.* CFE. <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/queescfe/Preguntasfrecuentes/pregsfreq28/>. Fecha de consulta: 6 de mayo, 2009.

**Duffield, W. A., Sass, J. H. y Sorey, M. L., 1994.**

Tapping the Earth's Natural Heat. *U.S. Geological Survey Circular*, No. 1125.

**Fernández, M. E., 2005.**

Comunicación personal, fecha de entrevista: 2005

---

**Gutiérrez-Negrín, L. C. A., 1988.**

The La Primavera, Jalisco, Mexico, Geothermal Field. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 12, pp. 161-165.

**Gutiérrez-Negrín, L. C. A., Maya González, R. y Quijano León, J. L., 2009.**

Current Status of Geothermics in Mexico. *World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25-29 abril, 2010. En revisión.

**Haring, M. O., 2007.**

*Geothermische Stromproduktion aus Enhanced Geothermal Systems (EGS), Stand der Technik*. Pratteln: Geothermal Explorers Ltd. Citado por Owen, M. A. F, 2008. *An Investigation into the Potential for Enhanced Geothermal Systems (EGS) Electricity Generation in the UK*. Ph. Ms. Thesis: University of Cambridge, UK. Inédito.

**Hernández Galán, J. L., Guiza Lambarri, J. y Suárez Arriaga, M. C., 1999.**

An Overview of the Historical Aspects of Geothermal Influences in Mesoamerica. En Cataldi, R., Hodgson, S. y Lund, J. W., eds. *Stories from a Heated Earth*. Sacramento: Geothermal Resources Council, pp. 519-532.

**Hiriart, G. y Espíndola, S., 2005.**

Aprovechamiento de las ventilas hidrotermales para generar electricidad. *VIII Conferencia Anual de la AMEE*. México: El Colegio de México, pp. 153-159.

**Hiriart, G., Prol-Ledesma, R. M., Alcocer, S. y Espíndola, S., 2009.**

Submarine geothermics: Hydrothermal vents and electricity generation. *2010 World Geothermal Congress*, Bali, Indonesia, 25-29 abril, 2010. En revisión.

**Iglesias, E. R. y Torres, R. J., 2009.**

Primera estimación de las reservas geotérmicas de temperatura intermedia a baja en veinte estados de México. *Geotermia*, Vol. 22, No. 2, pp. 54-65.

**Kagel, A., Bates, D. y Gawell, K., 2005.**

Air Emissions for geothermal electric power facilities. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 29, pp. 255-261.

**Lund, J. W., 2000.**

Taking the Waters. Introduction to Balneology. *Geo-Heat Center Bulletin*, September 2000, pp. 2-5.

**Lund, J. W., Freeston, D. H. y Boyd, T. L., 2005.**

World-Wide Direct Uses of Geothermal Energy 2005. *Proceedings World Geothermal Congress 2005*, Antalya, Turquía, 24-29 abril, 2005.

**Pastrana Melchor, E., 1997.**

Aprovechamiento del calor geotérmico para el secado de madera: experiencia en Los Azufres, Mich., México. *Geotermia*, Vol. 13, No. 1, pp. 53-56.

**Quijano-León, J. L. y Gutiérrez-Negrín, L. C. A., 2003.**

An Unfinished Journey: 30 Years of Geothermal-electric Generation in Mexico. *Geothermal Resources Council Bulletin*, September-October 2003, pp. 198-203.

**Sánchez Velasco, E. y Rangel Chávez, M. A., 1997.**

Calefacción de espacios y albercas. *Memorias del Seminario sobre Usos Industriales de la Geotermia en Los Azufres, CFE*. Inédito.

**Sánchez-Velasco, R., López-Díaz, M., Mendoza, H. y Tello-Hinojosa, R., 2003.**

*Magic at Maguarichic. Geothermal Resources Council Bulletin*, March-April 2003, pp. 67-70.

**SENER, 2009.**

Estadísticas de energía. <http://www.sener.gob.mx>. Fecha de consulta: mayo, 2009.

**Stephure, T., 2009.**

Geothermal Development Expands Globally. *Energy Biz Magazine*, Vol. 1, No. 5, May 2009, pp. 12-14.

**Suárez-Arriaga, M. C., Cataldi, R. y Hodgson, S. F., 1999.**

Cosmogony and Uses of Geothermal Resources in Mesoamerica. En Cataldi, R., Hodgson, S. y Lund, J. W., eds. *Stories from a Heated Earth*. Sacramento: Geothermal Resources Council, pp. 499-516.



---

# 9.

## Energía solar fotovoltaica

*Ing. Gleb Kouznetsov Prudnikov  
y Dr. Sergio Romero-Hernández*

### 9.1 Introducción

#### 9.1.1 Tecnología: principios de funcionamiento

##### ***Celdas, película delgada y módulos fotovoltaicos***

La conversión del flujo luminoso (fotones) en corriente eléctrica (electrones) es un proceso subatómico que ocurre en los elementos semiconductores de la tabla periódica, como el silicio (Si), el indio (In) y el selenio (Se), entre otros. Los semiconductores se caracterizan por tener dos capas, una naturalmente positiva y otra negativa. Al ser expuesto a la radiación luminosa, el material semiconductor, previamente contaminado con otros elementos, genera un campo eléctrico que se traduce en una diferencia de potencial (voltaje) entre ambas capas (Vanek y Albright, 2008).

Históricamente, el semiconductor más utilizado es el silicio, con el que se fabrican celdas cristalinas (que pueden ser mono o policristalinas), así como película delgada amorfa y microcristalina. Si bien el silicio es el componente principal de la arena y es el segundo elemento más abundante en la corteza terrestre después del oxígeno, parte de su éxito comercial se debe al conocimiento y a la infraestructura que ha generado la industria electrónica desde hace más de medio siglo.

La cadena de valor del silicio cristalino (Si-c) es suficientemente madura, por lo que los fabricantes del producto terminado (módulos fotovoltaicos) garantizan 80% del rendimiento original por 25 años. Algunos de estos fabricantes son empresas tecnológicas que se encuentran entre las más importantes del mundo. El silicio de grado solar se cristaliza en lingotes, en reactores industriales, y se corta en obleas de cada vez menor espesor (0.17 mm en promedio en 2008) (EPIA, 2009). Estas obleas se tratan térmica y químicamente, se prueban, se clasifican y se convierten en celdas fotovoltaicas. La potencia de cada una varía entre 1 y 3 Watts pico (Wp). Las celdas se interconectan, se encapsulan y se laminan en un módulo fotovoltaico. Las potencias de los módulos que se utilizan en los tejados en muchas partes del mundo oscilan entre 80 Wp y 200 Wp. La siguiente Figura muestra las etapas del proceso:



**Figura 9.1**  
Cadena de valor de silicio multicristalino.

Fuente: BNET Industries, 2009.

En el mercado se ofrecen tecnologías que no están basadas en el silicio cristalino; el desabasto de esta materia prima a mediados de la década ha potenciado su uso. Con estas tecnologías se producen módulos con base en silicio amorfo (Si-a), telurio de cadmio (CdTe) y diseleniuro de cobre e indio (CIS, CIGS). Estos módulos utilizan materiales de menores costos; sin embargo, tienen índices de rendimiento considerablemente menores a los de la tecnología de Si-c, o no son industrias suficientemente maduras para sostener una oferta sólida.

### *Condiciones de generación del panel solar*

Un panel solar o arreglo fotovoltaico es un conjunto de módulos fotovoltaicos. Los módulos se interconectan en arreglos de serie y en paralelo. Un panel solar puede prácticamente contener cualquier cantidad de módulos, de acuerdo con las capacidades del sistema al que se vaya a conectar. Un panel solar fotovoltaico, basado en cualquiera de las tecnologías comercialmente disponibles, aprovecha tanto la radiación solar directa (que recibe del disco solar) como la difusa (del resto del cielo), por lo que es capaz de generar electricidad también en días nublados. La energía obtenida en un momento del día depende del ángulo de incidencia de los rayos solares con la superficie terrestre. De este modo se alcanza el máximo valor de potencia (Wp) en un módulo alrededor del mediodía, cuando los rayos son perpendiculares a la superficie del panel. Para contrarrestar la caída de potencia en las mañanas y en las tardes, se utilizan seguidores solares. Estos son mecanismos que funcionan como un girasol, ya que siguen la trayectoria solar durante el día para exponer su superficie fotovoltaica de forma perpendicular a los rayos en todo momento. Un seguidor de dos ejes logra un incremento de hasta 30% en la energía generada en un día despejado con respecto a un panel fijo. Sin embargo, el mercado está dominado por instalaciones fijas, con la superficie del panel orientada hacia el ecuador y con un ángulo de inclinación respecto a la horizontal determinado por la latitud del lugar.

Los módulos fotovoltaicos comerciales con base en celdas cristalinas son capaces de transformar en electricidad de 14% a 16% del total de la energía solar recibida en un metro cuadrado de la superficie terrestre. En el extremo inferior se encuentran las celdas orgánicas, que registran un récord de eficiencia de 5.4% (IEA, 2007). En cambio, las tecnologías de película delgada tienen una eficiencia de entre 5% y 11%, por lo que, en algunos casos, ocupan el doble de espacio para generar la misma potencia pico que las cristalinas. Por el contrario, los módulos de película delgada de Si-a tienen la ventaja de ser más sensibles a la radiación difusa o indirecta –es decir, en las mañanas, en las tardes y en días nublados–. Por ejemplo, un módulo policristalino comercial de 125 Wp tiene un área de 0.93 m<sup>2</sup>, mientras que uno de película delgada de Si-a de 124 Wp mide 1.95 m<sup>2</sup>, aunque este último generaría entre 20% y 30% más energía en un día promedio.

---

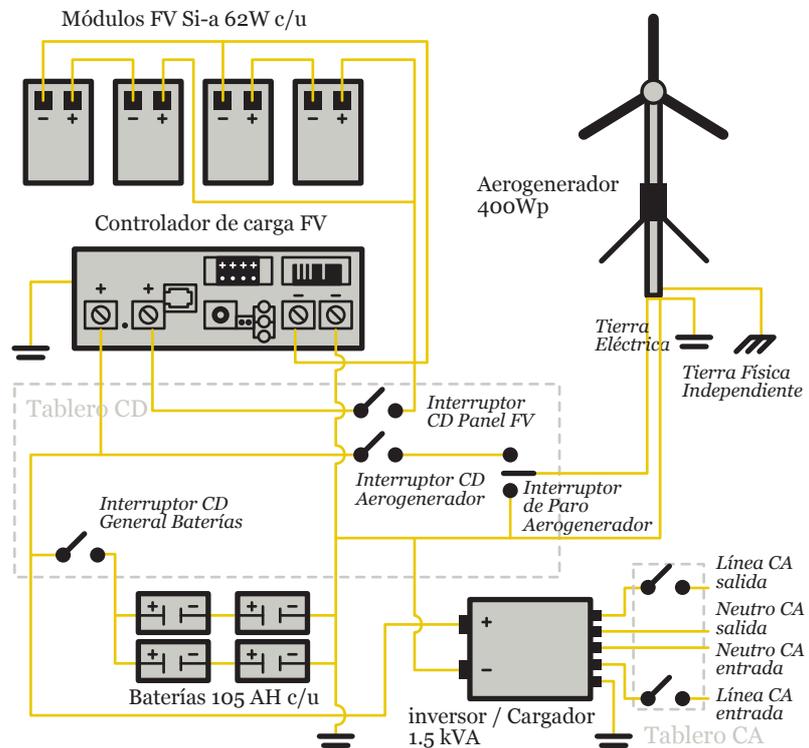
### *Funcionamiento y componentes de los sistemas fotovoltaicos*

El panel solar genera corriente directa (CD) sólo durante el día, por lo que se requiere un sistema eléctrico completo para aprovechar la energía solar en aplicaciones reales. Estos sistemas se llaman fotovoltaicos (sistemas FV). Los sistemas FV se dimensionan –es decir, se calculan las capacidades de sus componentes– de acuerdo con las necesidades energéticas y con las pérdidas de eficiencia en cada uno de los equipos que los componen. De manera muy general, se pueden clasificar en dos tipos: autónomos y conectados a la red.

Los sistemas FV autónomos cuentan con un banco de baterías para almacenar la energía y para hacerla disponible las 24 horas del día. Las baterías se cargan a través de un controlador de carga fotovoltaico que maximiza la acumulación y protege al panel y a las baterías. En países con mucha población rural y sin incentivos gubernamentales a la cogeneración fotovoltaica, los sistemas FV autónomos dominan, por mucho, el mercado. Por ejemplo, en México estos sistemas representaron alrededor del 98% del total fotovoltaico instalado hasta finales del año 2007 (IEA, 2008).

Por su parte, los sistemas conectados a la red generan energía eléctrica sin acumularla, es decir, durante el día. El panel solar es conectado a un inversor de red que “inyecta” la energía a la acometida eléctrica en el momento en que se genera. El usuario puede consumir esta energía y también puede descontarla de su recibo de luz o venderla a la red pública. En lugares con acceso al suministro convencional de electricidad, los sistemas FV conectados a la red son más rentables que los equipos autónomos. Este tipo de sistemas es el que más abunda a escala global, debido a su participación en la canasta de generación eléctrica de los países, sobre todo de los que firmaron compromisos de reducción de emisiones en el Protocolo de Kioto. Por ejemplo, en Alemania, este tipo de sistemas representaron más del 99% del total acumulado a finales de 2007 (IEA, 2008).

Los sistemas FV pueden ser híbridos y recibir energía de otras fuentes, como aerogeneradores, turbinas microhidráulicas, motogeneradores, entre otras. Esta característica permite que los sistemas sean muy eficientes, por ejemplo, en las costas –lugares en los que generalmente hay viento en condiciones de nubosidad–. Una muestra de sistema híbrido eólico-solar se encuentra instalada en el Instituto Tecnológico Autónomo de México (ITAM), al sur de la Ciudad de México. El diagrama eléctrico del sistema se presenta a continuación:



**Figura 9.2**  
Ejemplo de diagrama eléctrico  
de sistema híbrido FV-eólico.

Fuente: ITAM, 2009.

Otra característica que hace que los sistemas FV sean mejores que los convencionales es su modularidad o escalabilidad. Es decir, ante la necesidad de aumentar su capacidad de generación o de almacenamiento, sólo se requiere añadir más módulos FV o más baterías, sin desechar o intercambiar ningún componente costoso. Asimismo, si se desea aumentar la capacidad de la potencia eléctrica en corriente alterna, ya sea para consumo propio o para la devolución a la red, sólo basta con incrementar la cantidad de inversores en paralelo.

### 9.1.2 Aplicaciones, capacidades y limitaciones técnicas

Durante el siglo XX, los sistemas FV autónomos fueron los que más veces se instalaron para cubrir de manera más rentable que la convencional las necesidades energéticas en lugares alejados de la red. Así, a finales de 1992, representaron alrededor del 74% del total fotovoltaico instalado. El panorama se invirtió drásticamente a finales de la década de los noventa

---

con la adaptación de políticas públicas diseñadas para potenciar la investigación, la producción y el consumo de sistemas FV en un gran número de países. En 2000, los sistemas autónomos representaban menos del 40% del total, mientras que, a finales de 2007, no llegaban al 10% (IEA, 2008).

### ***Sistemas autónomos o fuera de la red***

Las aplicaciones más comunes de los sistemas FV autónomos son las destinadas a cubrir necesidades domésticas rurales, principalmente para iluminación y pequeños sistemas de bombeo de agua potable –en México abunda este tipo de aplicaciones–. También representan una solución muy popular de abastecimiento energético para instalaciones remotas como el ecoturismo, los centros comunitarios o educativos y el alumbrado público. En instalaciones menores a 10 kWp en paneles solares, los sistemas FV autónomos han demostrado alta confiabilidad y rendimiento, con casos de vida útil del sistema de más de 30 años.

No obstante, estos sistemas no tienen la capacidad de abastecer grandes cantidades de energía –por ejemplo, a una nave industrial– pues la electricidad producida se debe almacenar en bancos de baterías. Además del costo y del espacio que ocupan, la excesiva apilación de las baterías implicaría problemas de balanceo de cargas y una acumulación de gases explosivos donde se encuentren instaladas. Existen, sin embargo, otras opciones de acumulación de energía, como comprimir aire en tanques de presión (CAES, por sus siglas en inglés), y, posteriormente, descargarlos a través de una turbina generadora de electricidad.

### ***Sistemas FV conectados a la red***

Los sistemas conectados a la red, a su vez, se clasifican en dos tipos: los centralizados y los distribuidos. Los sistemas centralizados se instalan usualmente en extensas superficies de campo y, a través de contratos de largo plazo, se conectan a la red pública. Los sistemas descentralizados o distribuidos, por lo general, se instalan en techos, paredes y ventanas de edificios y casas, por lo que están geográficamente dispersos. La integración fotovoltaica en edificios o BIPV (Building Integrated Photovoltaics) está adquiriendo cada vez mayor popularidad. Esto se debe, en parte, a que en la Comunidad Europea, en Estados Unidos y también en México las autoridades están normalizando (de forma obligatoria en cierto nivel) el ahorro energético y el uso de energías renovables en los edificios nuevos y a que una de las opciones más viables para los constructores es el BIPV.

Motivados por incentivos de vender la energía solar a la red a un precio varias veces mayor que el de compra, los particulares instalan los sistemas FV conectados a la red en los tejados de las casas, con una capacidad que oscila normalmente entre 1 kWp y 10 kWp. Debido a la alta confiabilidad de los sistemas FV, los inversionistas ven en la energía solar fotovoltaica grandes oportunidades de negocio, por lo que existen proyectos centralizados que ocupan varias hectáreas. Estos sistemas tienen capacidades que van desde los cientos de kWp hasta varios MWp. Si bien los proyectos más extensos se encuentran en Alemania, Estados Unidos, España y Japón, los sistemas conectados a la red se han diseminado por todo el mundo, como en Europa Oriental, Corea del Sur, India y otros países.

## 9.2 Mercado FV: industria y política

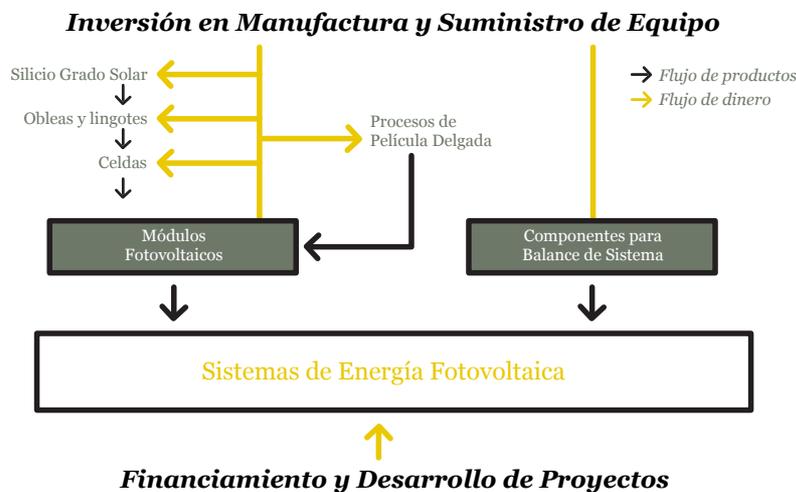
### 9.2.1 Producción y consumo alrededor del mundo

El uso de energías renovables como posible solución al cambio climático y los resultados positivos de la investigación han potenciado el desarrollo de todos los campos de la tecnología fotovoltaica y de las industrias asociadas. Además, los incentivos gubernamentales de largo plazo, ordenados y planeados estratégicamente, también resultaron determinantes en la conformación de esta industria. En el nuevo milenio, la tecnología fotovoltaica tiene ya una industria internacional fuerte y en crecimiento, como cualquier otro sector productivo importante en el mundo. De hecho, la energía solar fotovoltaica forma parte de las estrategias energéticas de muchos países y es un tema de la agenda de organismos internacionales como la ONU y el Banco Mundial.

Una gran cantidad de cámaras y asociaciones industriales internacionales operan por todo el mundo, como la ISES (International Solar Energy Society), junto a las regionales, como la EPIA (European Photovoltaic Industry Association), y las nacionales, como la ANES (Asociación Nacional de Energía Solar) en México. Algunos centros privados y gubernamentales, como los Laboratorios SANDIA de Estados Unidos, y universidades como la Universidad de California en Berkeley y la UNAM llevan a cabo investigaciones aplicadas. Las empresas de energía fotovoltaica cotizan en mercados bursátiles, como el Nasdaq, patrocinan a equipos de fútbol, como el Real Club

Deportivo Español, y participan en la diversificación de energéticos de los gigantes petroleros, como BP (British Petroleum). Si bien el mercado solar no se puede comparar en tamaño con el petrolero, los productos fotovoltaicos ya forman parte de la vida cotidiana de poblaciones del mundo entero, desde aldeas marginadas hasta capitales cosmopolitas.

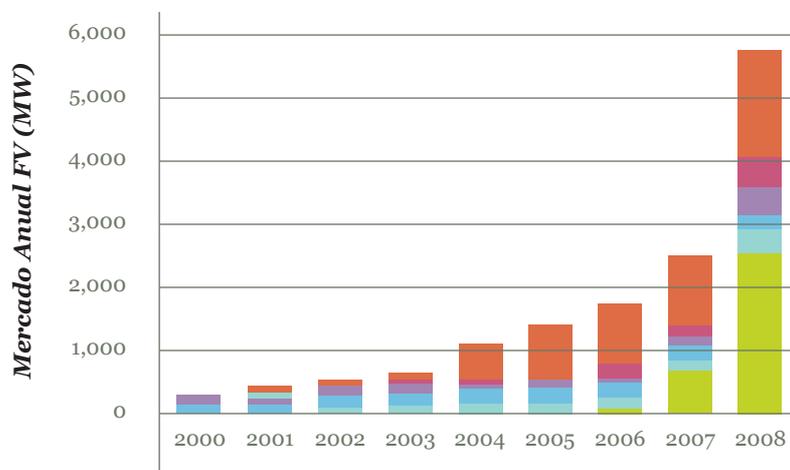
En 2007, con una instalación de apenas 2.39 GW, la industria empleó a 100 mil personas, y representó un negocio de cerca de USD\$17,000 millones (IEA, 2008). En 2008, se instaló más del doble de la capacidad, lo que tuvo un importante impacto en el desarrollo económico de las empresas productoras de silicio y de los bancos financiadores. A continuación se presenta una síntesis de la cadena de suministro de la industria FV.



**Figura 9.3**  
Cadena de suministro de la industria fotovoltaica.

Fuente: IEA, 2008.

La capacidad FV instalada mundialmente se ha incrementado 49% anual desde 2000, arrastrando consigo a todos los sectores industriales que forman parte de su cadena de suministro. Así, esta industria es, actualmente, la de mayor crecimiento a escala global. Sin embargo, la distribución del mercado entre los países es bastante irregular. El mayor crecimiento durante la última década se registró en España, con un asombroso 254% anual a partir de 2005. En segundo lugar se encuentra Alemania, con un crecimiento estable por año de 74%. De esta forma, a finales de 2008, se registró una capacidad instalada total de 14,730 MW de paneles solares en todo el mundo. Cabe mencionar que esta cantidad es bastante superior a los pronósticos que se hicieron a principios de la década (EPIA, 2009).

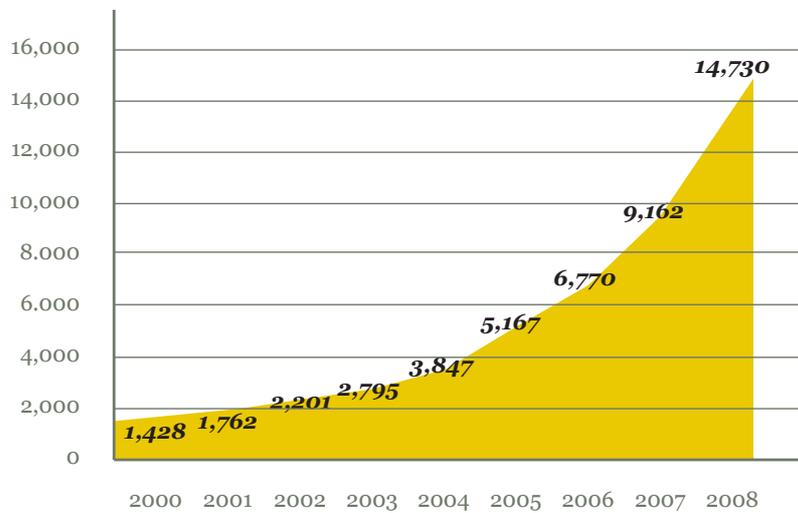


	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Alemania	40	78	80	150	600	850	850	1100	1500
Resto de Europa	10	16	16	50	30	30	37	108	492
Resto del Mundo	94	75	104	98	53	12	196	207	485
Japón	112	135	185	223	272	290	287	210	230
Estados Unidos	22	29	44	63	90	114	145	207	342
España	0	2	9	10	6	26	88	560	2511

**Figura 9.4**  
Reporte anual del mercado fotovoltaico internacional.

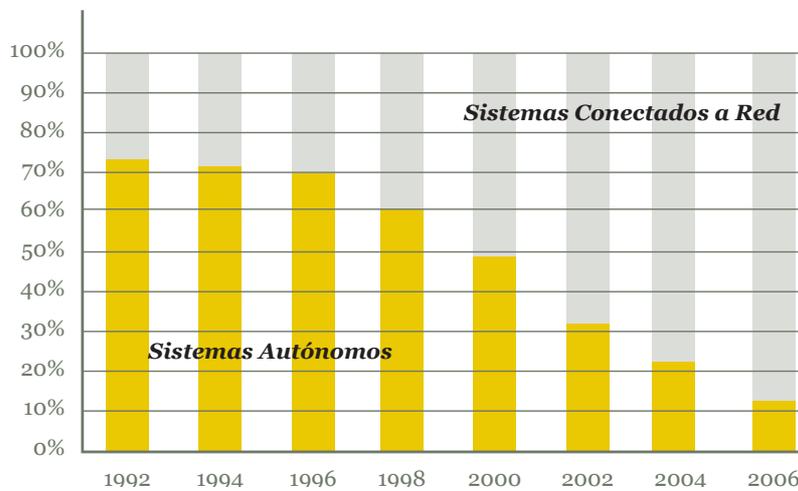
Fuente: EPIA, 2009.

Del total de los casi 15 GW fotovoltaicos instalados por todo el mundo, Europa acumuló el 65% o 9 GW; Japón representó el 15% o 2.1 GW, y Estados Unidos alrededor de 1.2 GW u 8%. Durante 2008, el mercado más importante fue España, con 45% de todas las instalaciones en el mundo. Si bien los pronósticos señalaban que sólo se produciría 1 GW en el país durante ese año, se instalaron 2.5 GW gracias al anuncio del gobierno español sobre la reducción de subsidios a finales del año. Los inversionistas y las empresas aprovecharon esta oportunidad hasta el último día. Otros países que también mostraron un desarrollo notable del mercado en fueron, en 2008, Italia (con 258 MW) y Corea del Sur (274 MW). Asimismo, ese año surgieron nuevos mercados con mucha fuerza: Francia (105 MW), República Checa (51 MW), Portugal (50 MW) y Bélgica (48 MW) (EPIA, 2009).



**Figura 9.5**  
Capacidad fotovoltaica mundial acumulada.

Fuente: EPIA, 2009.



**Figura 9.6**  
Porcentajes de capacidad mundial instalada, según tipo de sistema.

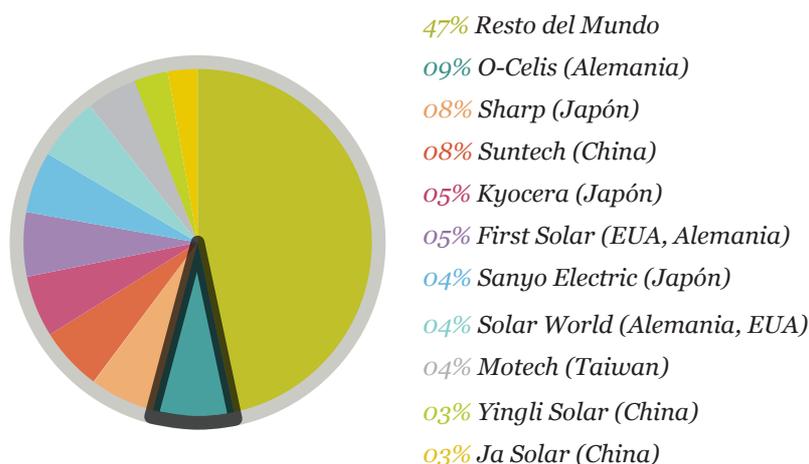
Fuente: IEA, 2008.

Dentro de las instalaciones fotovoltaicas disminuyó el número de sistemas autónomos o fuera de la red y aumentó la cantidad de paneles que suministran energía solar a la red. En 1994, sólo 20% de los módulos FV estaban conectados directamente a la red, mientras que en 2007 representaban el 90%. El aumento de la competencia y la entrada de nuevos actores impulsaron la rentabilidad de la energía solar, al revelarse su potencial técnico y económico. Al aumentar la demanda global, principalmente la europea, la República Popular de China se convirtió en el principal proveedor de

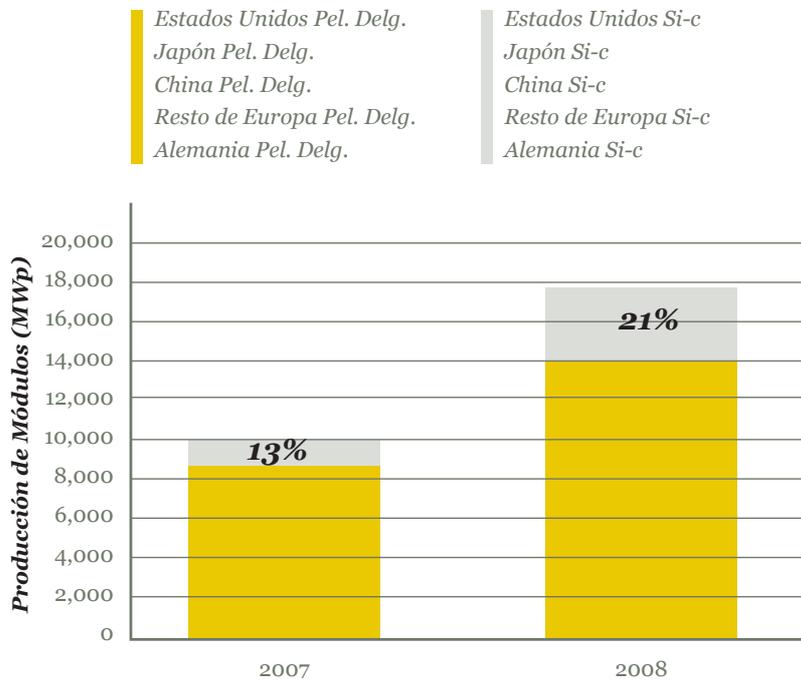
celdas fotovoltaicas en 2007, con el 29% de la oferta –seguido por Japón con 22% y Alemania con 20%–. En 2007, la empresa de mayor producción fue la alemana Q-Cells, con 9% del mercado de celdas; pero las chinas Suntech y Yingli sumaron alrededor del 11% (EPIA y Greenpeace, 2008).

**Figura 9.7**  
Fabricantes de celdas fotovoltaicas en 2007.

Fuente: EPIA y Greenpeace, 2008.

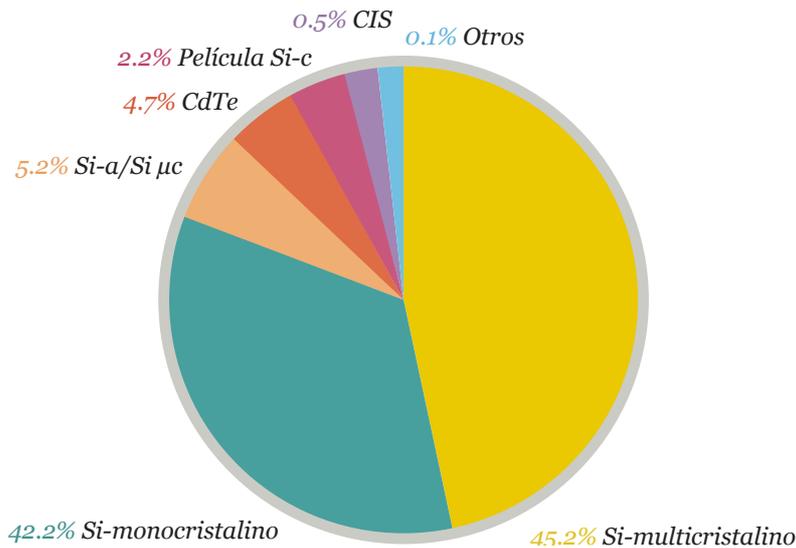


Las tecnologías basadas en silicio cristalino conformaron el 87.4% de la manufactura en 2007 (EPIA y Greenpeace, 2008). Sin embargo, su participación con respecto a otras tecnologías disminuyó pues, en 2005 representaba el 94% (IEA, 2008). Esto se debe a que la investigación y el desarrollo para reducir los costos de producción de módulos FV encontraron una solución en la deposición –como si fuese pintura– de material fotovoltaico sobre sustratos como el vidrio o los polímeros, en lugar de utilizar el proceso convencional de corte de lingotes e interconexión de las frágiles celdas cristalinas. Esta alternativa es conocida como película delgada; su competitividad económica radica en el ahorro de material fotovoltaico, ya que su espesor es incomparablemente menor al de una celda cristalina (EPVTP, 2007). Por otro lado, esta tecnología tiene el reto de aumentar la eficiencia máxima comercial, actualmente del 11%, y de reducir los costos de producción. Un ejemplo de la apuesta por la película delgada es el proyecto de El Dorado Solar Energy Power Plant, que utiliza módulos de telurio de cadmio (CdTe) del fabricante estadounidense First Solar. El sistema, ubicado en el desierto de Nevada, cuenta actualmente con 10 MW, y está conformado por 167 mil módulos FV, cuya instalación llevó seis meses. El objetivo es alcanzar los 58 MW o cerca de un millón de módulos FV (REW, 05/2009).



**Figura 9.8**  
Capacidades de producción por tecnología.

Fuente: S&W Energy, 2008.



**Figura 9.9**  
Cuotas de tecnologías de celdas en 2007.

Fuente: EPIA y Greenpeace, 2008.

### 9.2.2 Políticas de apoyo

Las tecnologías de eficiencia energética, así como de generación renovable, comparten dos características: que su inversión inicial es casi siempre mayor a la de un proyecto tradicional y que el costo de su operación y mantenimiento es comúnmente menor que en proyectos convencionales. La combinación de ambos factores implica que habrá un tiempo de recuperación de la inversión y que, para predecir y planear el beneficio económico, se debe evaluar el proyecto en un plazo mediano o largo. Además, el período que debe ser financiado antes de llegar al punto de equilibrio es, a veces, mayor a la norma esperada por los inversionistas. Este problema crece debido también a la falta de liquidez en las empresas por la crisis financiera global. Por esta razón, es necesaria la intervención de los gobiernos para desarrollar el mercado de energías renovables antes de que las fuentes convencionales de energía pierdan su viabilidad económica o ambiental. Un ejemplo es la visión redactada por el Grupo de Política FV de la Comunidad Europea, que ordena el desarrollo de mercados FV en torno a tres objetivos de corto a largo plazo: seguridad de suministro energético, crecimiento económico y empleo; contribución a la posición de Europa con una economía basada en el conocimiento, y contribución a la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> y a la mitigación de los efectos del cambio climático (PV Policy, 2007).

#### *Estrategia de FV desde el gobierno*

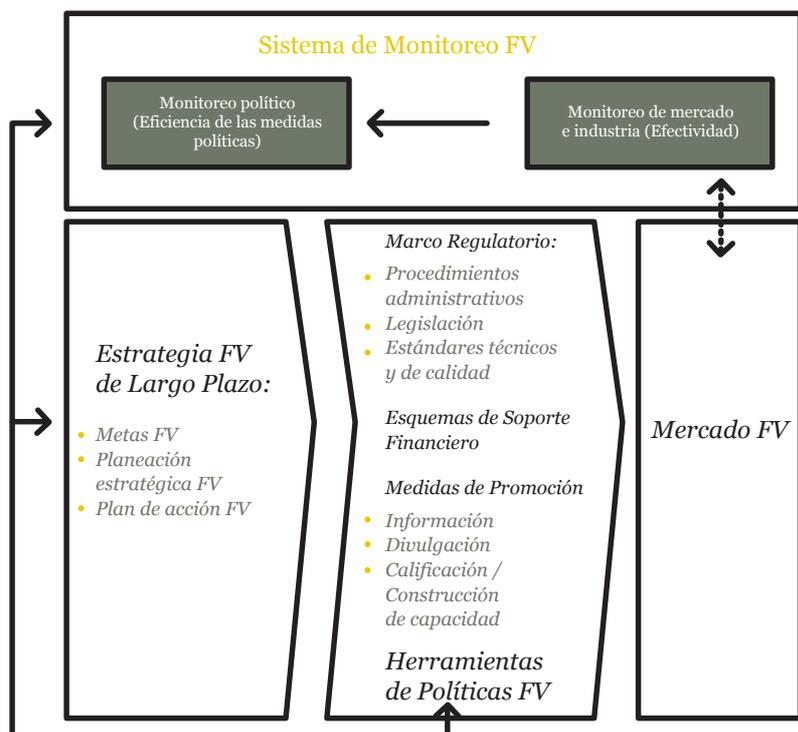
¿Cómo han intervenido los gobiernos para apoyar el desarrollo de la tecnología fotovoltaica en sus países? Primero, incluyeron objetivos concretos en cuanto a capacidad fotovoltaica dentro de sus estrategias energéticas de largo plazo. El establecimiento de dichas metas para la tecnología fotovoltaica en la estrategia gubernamental puede tener varios motivos. Por un lado, todos los países adquirieron compromisos de reducción de emisiones de carbono, aunque para algunos, como en el caso de México, son de carácter voluntario. Los métodos más empleados para frenar la expulsión de GEI a la atmósfera son la eficiencia energética, la captura de gases emitidos y el uso de energías renovables.

Una segunda motivación para utilizar la tecnología FV es su viabilidad técnica y económica para abastecer de electricidad a zonas geográficas alejadas de la red, como es el caso de India. Y finalmente, el tercer motivo es la seguridad energética de largo plazo. La incertidumbre sobre el abastecimiento futuro de combustibles fósiles, el “miedo” a las plantas nucleares,

el terrible impacto de las hidroeléctricas en los ecosistemas, y lo aparatoso de la operación y el mantenimiento de los aerogeneradores hacen que la energía solar fotovoltaica sea, comparativamente, una fuente de energía segura, silenciosa y confiable.

Los países que ya emprendieron acciones específicas (políticas, financieras o de gestión y promoción) para desarrollar el mercado fotovoltaico son: Alemania, Australia, Austria, Bangladesh, Bélgica, Bulgaria, Canadá, China, Chipre, Corea del Sur, Dinamarca, Emiratos Árabes Unidos, Eslovenia, España, Estados Unidos, Francia, Gran Bretaña, Grecia, Holanda, Hungría, India, Israel, Italia, Japón, Malasia, Marruecos, México, Noruega, Portugal, República Checa, Senegal, Sri Lanka, Suecia, Suiza y Turquía.

Para que sea exitosa, la política fotovoltaica debe tener un enfoque integral y completo, una planeación con metas claras, un marco de regulación, esquemas de financiamiento, medidas de promoción y la medición de los impactos en el mercado y de la eficiencia de las políticas. En la siguiente Figura se muestra un modelo propuesto por la Comunidad Europea.



**Figura 9.10**  
Enfoque integral de políticas FV.

Fuente: PV Policy Group, 2007.

### *Incentivos para la investigación y el desarrollo*

Para incrementar la nueva industria fotovoltaica, los gobiernos han apoyado actividades de investigación y desarrollo (I+D), con el objetivo de mejorar la calidad, la rentabilidad y la capacidad de oferta de las tecnologías FV. La actividad de I+D se realiza en toda la cadena de suministro y no sólo se aplica al producto en sí, sino también a los procesos productivos. Además de la promoción de las actividades de investigación en centros e instituciones académicas, es fundamental la coordinación de los sectores gubernamental, privado y el de investigación de acuerdo con metas comunes.

Existen varios ejemplos en el mundo, como la Plataforma Europea de Tecnología Fotovoltaica –que centró su Agenda Estratégica de Investigación a la disminución de costos y en la búsqueda de la paridad de precios de generación con los de la red–. En Estados Unidos, el Departamento de Energía busca unirse con industriales y universidades a través de la Iniciativa de América Solar (SAI, por sus siglas en inglés) y divide su programa de I+D en investigación fundamental, materiales avanzados y transformación de mercado. Por su parte, la estrategia de investigación alemana se centra en tecnologías de silicio cristalino, de película delgada, tecnologías de integración de sistemas y, en menor medida, de celdas orgánicas. Por otro lado, Japón llevó a cabo su Plan de Cuatro Años para la Investigación en Tecnologías de Generación Fotovoltaica –en el que sobresale el desarrollo de sistemas fotovoltaicos para su instrumentación en gran escala y el almacenamiento de energía eléctrica–. Corea del Sur, en cambio, concentra sus esfuerzos de I+D en mejorar la tecnología manufacturera para celdas, obleas y lingotes, así como en temas de BIPV. En Noruega, además del fuerte apoyo gubernamental a la industria nacional de silicio cristalino, la empresa REC invierte anualmente cerca de USD\$30 millones en actividades de I+D.

En 2007, los gobiernos de los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) que participan en el Programa de Sistemas Fotovoltaicos (PVPS, por sus siglas en inglés) de la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) invirtieron cerca de USD\$330 millones en este sector. También durante 2007, el gobierno de Estados Unidos fue el más “generoso”, al invertir USD\$138.3 millones en I+D fotovoltaico, seguido por Alemania (USD\$61 millones), Japón (USD\$38.9 millones) y Corea del Sur (USD\$18.4 millones). Entre los países con menor inversión dentro de este grupo se encuentran: Israel (USD\$100,000), México (USD\$270,000), Suecia (USD\$3.5 millones) y Dinamarca (USD\$4.6 millones) (IEA, 2008).

---

### *Incentivos al consumo*

Los gobiernos también han apoyado el desarrollo de la industria y del mercado FV por medio de incentivos al consumo, a través de su financiamiento y promoción. Las medidas de apoyo aplicadas por los países de la OCDE se pueden clasificar en: incentivos a la inversión inicial, incentivos a la generación renovable de electricidad y medidas de regulación. De todos los mecanismos el más exitoso es el *feed-in-tariff*, que consiste en la conexión de un sistema FV a la red; con este instrumento se suministra energía a una tasa de compra establecida durante cierto período (que puede ser de hasta 20 años) (Bradford, 2006). Además de los *feed-in tariffs* existen otros incentivos. El apoyo monetario puede provenir del presupuesto gubernamental, de créditos bancarios, de fondos internacionales, del mercado financiero de Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL), de los mismos usuarios del mercado, de impuestos especiales a los países que más contaminan, entre otros.

En el pasado, todo el dinero para incentivar el consumo venía del presupuesto gubernamental, lo cual era insostenible. Pero el mundo está lleno de soluciones financieras ingeniosas que sólo requieren organización. En 2007, las empresas alemanas de suministro eléctrico pagaban a los dueños de sistemas FV conectados a su red *feed-in-tariffs* entre €0.38/kWh y €0.54/kWh. Si bien el costo de la electricidad tradicional fue de tres a cinco veces menor a la tarifa solar, la diferencia no provenía del gobierno, sino de que las compañías de electricidad se la cobraban al resto de los usuarios en sus recibos. La parte que le tocaba aportar a cada consumidor para pagar el incentivo a este grupo de propietarios de plantas solares no sobrepasaba los €0.20 por mes, a pesar de que fue Alemania el mercado FV más grande del mundo en ese año. En este caso, el gobierno sólo gestionó el esquema de *feed-in-tariffs* entre los usuarios y las compañías de electricidad, sin subsidiar un solo euro (EPIA, 2008).

Los subsidios directos al capital tienen la misma importancia que los *feed-in-tariffs* en el mercado FV y son más sencillos de instrumentar. Estos son subsidios tradicionales para algún mercado de bienes y servicios, en los que alguna institución cubre una parte específica de la inversión en FV (comúnmente una cantidad fija por kW de paneles instalados). Por ejemplo, el estado de California otorga subsidios a la inversión en FV de USD\$2.5/Wp para instalaciones residenciales y comerciales menores a 100 kWp (EPIA, 2008). En otras palabras, este subsidio representa cerca de una tercera parte de la inversión que una persona necesita para instalar un sistema FV.

Las principales críticas a este mecanismo son que no incentiva el desempeño o la generación de energía y que puede causar inflación de precios (IEA, 2008).

Medida de apoyo	Países que utilizan la medida	Tipo de medida
<i>Feed-in-tariffs</i>	Alemania, Australia, Austria, Canadá, Corea del Sur, España, Estados Unidos, Francia, Israel, Italia, Portugal, República Checa, Suiza	Incentivo por kWh (energía)
Subsidios directos a capital	Alemania, Australia, Austria, Corea del Sur, España, Estados Unidos, Francia, Gran Bretaña, Italia, Japón, República Checa, Suecia, Suiza	Incentivo por kW o costo del sistema
Créditos a impuestos	Canadá, Corea del Sur, Estados Unidos, Gran Bretaña, Japón, Portugal, República Checa, Suiza	Incentivo por kW o costo del sistema
Esquemas de electricidad verde	Alemania, Australia, Austria, Corea del Sur, España, Estados Unidos, Francia, Gran Bretaña, Italia, Japón, República Checa, Suecia, Suiza	Comercio de kWh o valor asociado
Estándares de portafolio de renovables	Australia, Estados Unidos, Gran Bretaña, Japón, Suecia	Regulación
Requerimientos para construcción sustentable	Alemania, Australia, Canadá, Corea del Sur, España, Estados Unidos, Portugal, República Checa, Suiza	Regulación

**Tabla 9.1**

Medidas clave de apoyo de FV en países en 2007.

Fuente: IEA, 2008.

Los créditos a los impuestos también son un apoyo a la inversión en sistemas FV, como los descuentos fiscales y la depreciación acelerada. Por ejemplo, el gobierno de Estados Unidos, a través de la Ley de Política Energética, estableció el 30% de crédito en impuestos, para una cantidad de hasta USD\$2,000. En el caso de México, los sistemas FV se deprecian fiscalmente al 100% el primer año. La principal crítica a este mecanismo es que podría provocar aumentos en los impuestos, lo que implicaría dificultades políticas (EPIA, 2008).

Otros mecanismos son los esquemas de electricidad verde. Los ejemplos más comunes de estos son los Certificados Verdes Comercializables (TGC, por sus siglas en inglés) y los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL). Los últimos sirven para financiar o premiar proyectos de reducción de emisiones de GEI. Específicamente, permiten a los países altamente industrializados realizar proyectos de reducción de CO2 en países en vías de desarrollo,

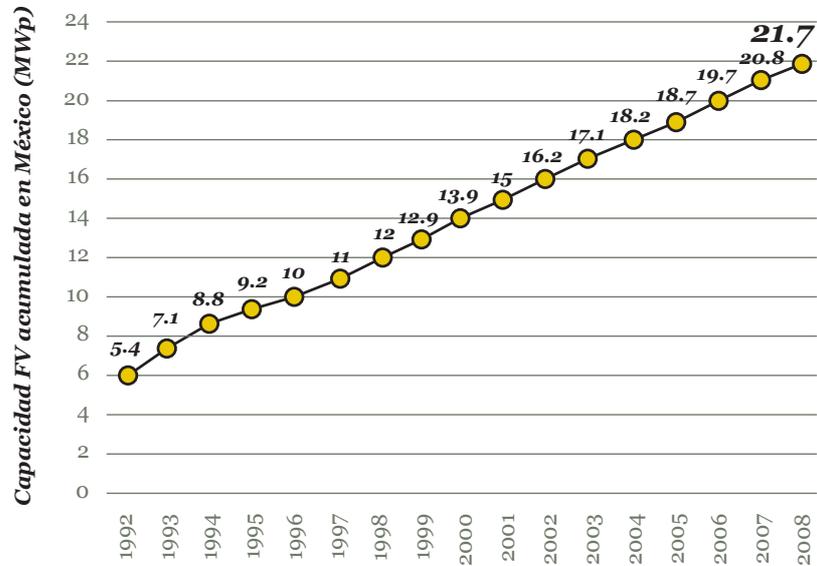
---

donde el costo de inversión es menor. El proyecto genera un Certificado de Reducción de Emisiones, que compran los países industrializados a un precio específico del mercado de carbono. Estos Certificados se utilizan para alcanzar la meta interna de reducción de emisiones. Sin embargo, muy pocos proyectos FV califican para un Certificado; en 2007, sólo dos de los 649 proyectos certificados fueron proyectos de energía solar (EPIA, 2008). También existen obligaciones para las compañías de generación o suministro eléctrico para que cuenten con cierta cantidad (absoluta o relativa) de energías renovables en su portafolio de generación. La crítica que se le ha hecho a este tipo de esquemas es que distorsionan el funcionamiento económico del mercado de electricidad privado (IEA, 2008).

Por último, los requerimientos de construcción verde son obligaciones normativas sobre metas específicas de eficiencia energética y de generación renovable de energía en la construcción de edificios. En Estados Unidos, el Departamento de Energía y la Oficina de Tecnología de Edificación crearon el Consejo Estadounidense de Edificios Verdes, que desarrolló los estándares para mejorar el desempeño ambiental y económico en los edificios comerciales. El resultado de este trabajo es el Liderazgo en Energía y Diseño Ambiental (LEED, por sus siglas en inglés), un sistema de estándares de calificación y medición que clasifica los proyectos de construcción de edificios en categorías similares a las de las medallas olímpicas (Gevorkian, 2007). LEED también se está poniendo en práctica en México.

## 9.3 Mercado fotovoltaico en México

Las principales aplicaciones de la tecnología fotovoltaica en México han sido la electrificación rural y las telecomunicaciones ya que, para abastecer de electricidad a las casas y a las repetidoras de bajo consumo, la inversión en un sistema fotovoltaico autónomo es menor que la de conectar la aplicación a la red. Actualmente, los proyectos fotovoltaicos conectados a la red representan, proporcionalmente, el sistema de mayor crecimiento. En su totalidad, la capacidad fotovoltaica creció en México, en el período 1992-2008, 9.3% anual –con un incremento de 1.02 MW cada año, en promedio–. En 1992, México, con 5.4 MWp, estaba tan sólo a 0.2 MW de la capacidad FV instalada en Alemania. La diferencia, 17 años después, fue de 5,340.3 MW. En 2007, se lograron sobrepasar los 20 MW totales, aunque no se tiene el dato de cuántos siguen operando.



**Figura 9.11**  
Capacidad FV acumulada en México.

Fuente: IEA, 2008.

### 9.3.1 Producción y consumo

La Asociación Mexicana de Proveedores de Energías Renovables (AMPER) estima que, a finales de 2008, la capacidad FV acumulada llegó a 21.7 MW. En los últimos años, el crecimiento de la capacidad FV instalada ha sido de alrededor de 1 MW anual –15% correspondió a sistemas conectados a la red durante 2007, y el 20%, durante 2008 (IEA, 2008) –. De la capacidad FV añadida durante 2008, sólo Wal-Mart instaló en Aguascalientes un sistema conectado a la red de 174 kW (ANES, 01/2009). Con base en la información disponible, se podría decir que los sistemas autónomos o fuera de la red representan al menos el 95% del total instalado. En realidad, en México no hay información precisa sobre la capacidad instalada y sus características, porque las empresas no están obligadas a compartir información sobre la capacidad FV de sus ventas. Una perspectiva más clara podría ser la de doctor Arturo Morales, del Centro de Investigaciones Avanzadas (CINVESTAV) del Instituto Politécnico Nacional (IPN), quien estimó un acumulado de entre 21 MW y 25 MW fotovoltaicos para 2007 (ANES, 02/2009).

#### **Cadena de suministro**

El esquema que más predomina en el comercio de energía solar fotovoltaica consiste en que el distribuidor importe componentes de sistemas FV, y

---

él mismo o a través de otro le instale el sistema al cliente final. El esquema se explica porque no existe una industria nacional de desarrollo y fabricación de componentes FV. Por lo tanto, el canal de distribución de sistemas FV sería el siguiente:

Importador/Fabricante --- Distribuidor/Instalador --- Cliente Final (ICEX, 2006).

### **Empresas**

Existen dos asociaciones industriales que agrupan a algunas empresas FV: la AMPER y la Asociación Nacional de Energía Solar (ANES), fundada en 1976. En febrero de 2009, la ANES contaba con 98 empresas entre fotovoltaicas y solares térmicas (ANES, 2009). Para completar esta base de datos, habría que añadir a las micro y pequeñas empresas que no se han registrado en esta Asociación, así como a las empresas maquiladoras extranjeras. Estas últimas se encuentran ubicadas, en su mayoría, en la frontera con Estados Unidos y fabrican módulos fotovoltaicos para las empresas japonesas, estadounidenses y alemanas. Desde 2004, Kyocera Corporation opera una línea de producción de 36 MW al año en Tijuana, Baja California. Desde finales de 2002, Sanyo Electric Company maquila 12 MW anuales de celdas de tipo multiunión en Monterrey, Nuevo León (EC JRC, 2008). En junio de 2008, Q-Cells anunció que invertiría máximo USD\$3,500 millones en la construcción de una planta de manufactura de módulos de película delgada en Mexicali (IEA, 2008). Los módulos de United Solar Ovonic, que se importan de Estados Unidos, fueron ensamblados en Tijuana.

### **Precios**

En general, los módulos FV son importados, al igual que los inversores, los controladores de carga, la mayoría de las baterías solares y hasta los interruptores para corriente directa. Hasta ahora, el mercado mexicano ha sido muy pequeño como para motivar el desarrollo de la planta productiva nacional, por lo que los costos de un sistema FV dependen totalmente de la valoración del peso frente al dólar y frente al euro. Datos de la Secretaría de Energía (SENER) para 2005 señalan que los sistemas se venden a un precio de entre USD\$3,500 y USD\$7,000 por kW instalado, lo que equivale a una cantidad de entre USD\$0.25 y USD\$0.5 por kWh generado (GTZ y SENER, 2006). Los datos de la IEA reportaron en 2007 precios medios de USD\$14.6/Wp para sistemas autónomos con una capacidad menor a 1 kW, de USD\$7.9/Wp para sistemas conectados a red menores a 10 kW, y un rango de USD\$4.6-6.5/Wp en módulos fotovoltaicos sueltos (IEA, 2008).

### *Investigación y desarrollo*

En 1977, el CINVESTAV desarrolló, produjo e instaló el primer módulo FV hecho en México, y para 1982 contaba con una planta piloto de 25 kW de producción anual (ANES, 02/2009). Por otro lado, el Instituto de Ingeniería de la UNAM, en el marco del proyecto IMPULSA, realiza I+D para el aprovechamiento de tecnología fotovoltaica para la desalinización de agua en el norte del país (Diario Oficial, 06.08.09). En algunas universidades más, se realiza investigación sobre otras aplicaciones fotovoltaicas, como, por ejemplo, en el Centro de Desarrollo Tecnológico (CDT) del ITAM, donde se estudian los sistemas híbridos eólico-solar.

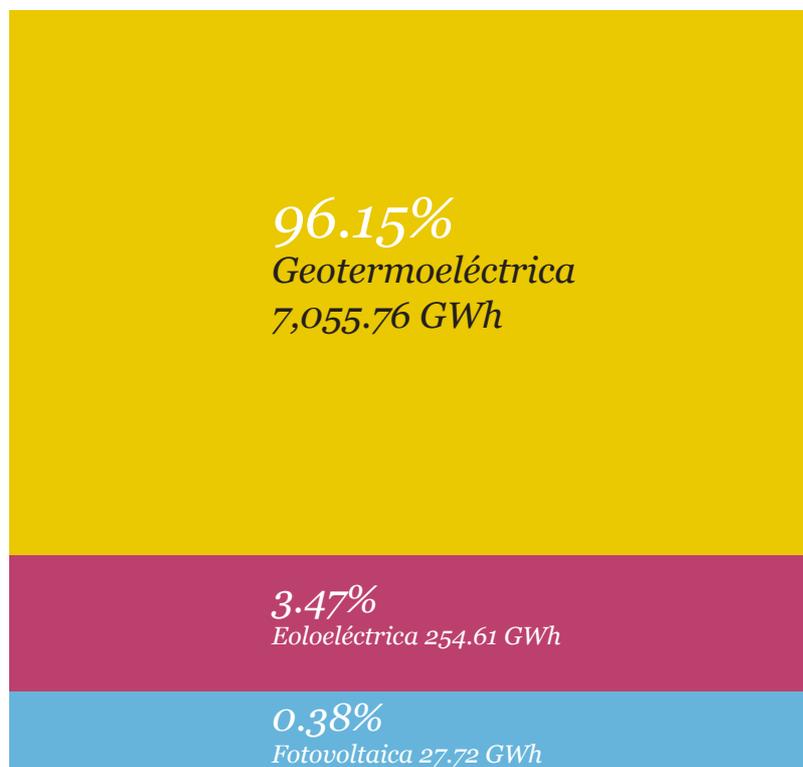
Por parte del gobierno federal, el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) cuenta con una Gerencia de Energías No Convencionales que realiza estudios sobre límites de penetración FV en sistemas distribuidos en el norte del país y, en general, sobre provisión FV en comunidades soleadas. El estudio es parte de un programa de tres años para identificar y remover las barreras de instrumentación de gran escala de sistemas FV conectados a la red. (IEA, 2007, 2008). Otra de las áreas de actividad es la construcción de sistemas FV conectados a la red en climas extremos y en condiciones de suministro trifásico. Los inversores también han sido objeto de I+D en el IIE. Asimismo, el IIE ha apoyado técnicamente a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en el Programa de Electrificación Rural y en la operación de sistemas híbrido solar-eólico-generador (IIE, 2009).

### **9.3.2 Leyes de fomento de mercado**

El Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012, en la Estrategia 10.1 del capítulo 4 sobre Sustentabilidad Ambiental, establece como meta: “Impulsar la eficiencia y tecnologías limpias (incluyendo la energía renovable) para la generación de energía. Para lograrlo, es indispensable el impulso de energías bajas en intensidad de carbono como la energía eólica, geotérmica y solar. A su vez, es básico integrar políticas de promoción de transporte público bajo en emisiones, establecer incentivos fiscales para promover proyectos energéticos sustentables, realizar una valoración económica de los beneficios de este tipo de energías y, finalmente, fomentar la investigación en tecnologías de menor intensidad energética”. Estos objetivos se fijan en el marco de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), que permite a los particulares generar electricidad exclusivamente para el autoabastecimiento, la cogeneración o para venderla a la CFE. Los permisos

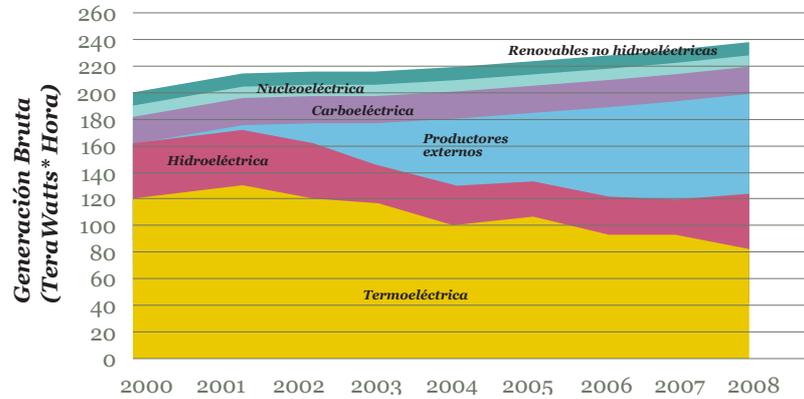
de cogeneración y los contratos de venta de excedentes de energía corren a cargo de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) (GTZ y SENER, 2006). En el caso de la energía solar, es posible conectar sistemas FV a la red eléctrica y vender los excedentes a la CFE, a través del permiso y del contrato que proporciona la CRE. El precio que paga la CFE a los particulares ha sido igual o menor a los costos convencionales de la electricidad.

Actualmente, las principal fuente de generación de electricidad en México es la termoeléctrica, seguida por las grandes hidroeléctricas. Las energías renovables no hidroeléctricas apenas sumaron un 3.13% de la canasta de fuentes de generación eléctrica en 2008, sobre todo gracias a la capacidad geotérmica (SIE SENER, 2009). Si se estima que, de los 21.7 MW solares, alrededor de 70% de la capacidad fotovoltaica acumulada siguió funcionando en 2008, y que en el año hubo un total de 1,825 horas efectivas de sol, se obtendría una generación FV de 27.7 GWh, lo que corresponde al 0.01% de la canasta eléctrica nacional. La mayoría de esta capacidad se instaló en el marco de distintos programas de electrificación rural.



**Figura 9.12**  
Cuotas de energías renovables en 2008.

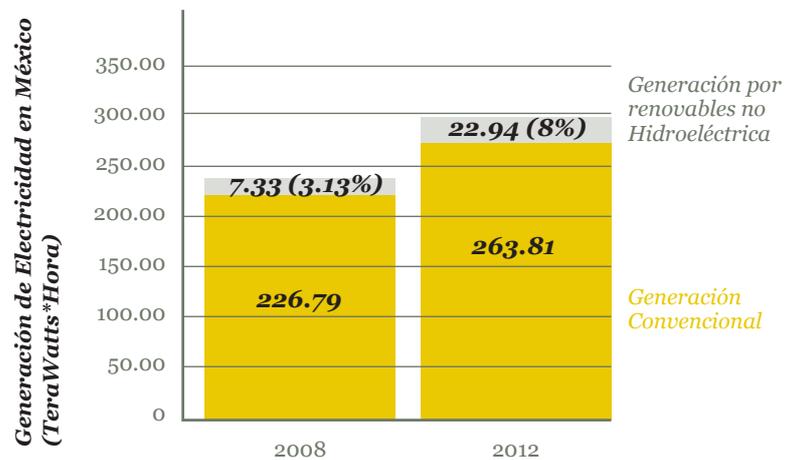
Fuente: SENER, 2009.



**Figura 9.13**  
Fuentes de generación bruta.

Fuente: SENER, 2009.

El paso más importante para incluir a México en el mercado global de la electricidad limpia se dio el 28 de noviembre de 2008, cuando se publicó en el Diario Oficial de la Federación la Ley para el Aprovechamiento de las Fuentes Renovables de Energía y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE) (Diario Oficial, 28.11.08). Esta Ley establece la meta de contar con el 8% de la generación total a partir de fuentes renovables (sin incluir a las grandes hidroeléctricas) para 2012. Si se considera que la tasa promedio de crecimiento anual de la capacidad instalada de generación es igual al consumo –del 5.2%, como lo sugiere el documento de las Perspectiva del Sector Eléctrico 2005-2014 de la SENER–, la capacidad instalada de fuentes renovables no hidroeléctricas deberá crecer 2.13 veces en cuatro años (de 2008 a 2012) para alcanzar la meta de la LAERFTE (SENER, 2006).



**Figura 9.14**  
Generación convencional y renovable en 2008 y 2012, asumiendo un 8% de renovables no hidroeléctricas para 2012, como marca la LAERFTE.

Fuente: SENER, 2009.

---

Otro elemento clave para el desarrollo del mercado fotovoltaico, contemplado en la LAERFTE, es el establecimiento de un Fideicomiso que durante el primer año destine el 55% al “Fondo Verde” para incentivar tecnologías maduras como la fotovoltaica, un 10% al “Fondo de Electrificación Rural” en el que los sistemas FV son la principal solución, y un 15% al “Fondo de Investigación y Desarrollo Tecnológico de las Energías Renovables (FIDTER)”. El restante 20% se podría utilizar para tecnologías no maduras, biocombustibles y aplicaciones no eléctricas. Se espera sean destinados anualmente \$600 millones para incentivar la inversión pública y privada en proyectos renovables de tecnología madura, y otros \$400 millones al año para la inversión en I+D, así como en tecnologías renovables no maduras (GTZ y SENER, 2006).

### 9.3.3 Programas e incentivos

#### *PER PRONASOL*

El primer Programa de Electrificación Rural a nivel nacional se dio en el marco del Programa Nacional de Solidaridad (PRONASOL), durante el cual se instalaron 50 mil sistemas FV autónomos en comunidades rurales. En este programa participaron la CFE, el IIE, gobiernos estatales y municipales, así como algunas empresas. Las aplicaciones predominantes fueron la iluminación, el bombeo de agua potable y la telefonía rural (SENER, 2002).

#### *FIRCO*

El Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO), una agencia de la Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación (SAGARPA), tiene un programa para financiar sistemas fotovoltaicos destinados al bombeo agrícola. Su nombre es “Proyecto de Desarrollo Rural Sustentable para el Fomento de las Fuentes Alternas de Energía en los Agronegocios que Promuevan la Eficiencia Energética en el Sector Agropecuario”. Desde 1994, FIRCO estableció una colaboración técnica con los Laboratorios Nacionales Sandía de Estados Unidos. Desde 2000, USD\$8.9 millones fueron financiados por la Agencia Global Medioambiental (GEF, por sus siglas en inglés) con la aprobación del Banco Mundial, USD\$13.7 millones eran recursos del programa federal Alianza para el Campo, y los productores aportaron otros USD\$6.9 millones. Otros organismos involucrados en el FIRCO son la SEMARNAT, la SHCP y NAFIN. El programa se encontraba vigente en 2010 (FIRCO, 2009).

### ***Proyecto de Servicios Integrales de Energía***

Este es un programa parecido al de Solidaridad, con un financiamiento tripartita y repartido equitativamente entre el GEF del Banco Mundial, el Gobierno Federal (a través de la SENER) y los cuatro gobiernos estatales participantes: Oaxaca, Chiapas, Guerrero y Veracruz. El objetivo es abastecer a otros 50 mil hogares sin electricidad (IEA, 2007). Es decir, 2 mil 500 comunidades rurales electrificadas con energía solar (Diario Oficial, 06.08.09). El Gobierno Federal aporta su financiamiento a través del Programa Alianza para el Campo.

### ***Conexión FV a la red***

El 27 de junio de 2007, la CRE publicó en el Diario Oficial la aprobación del modelo de Contrato de Interconexión para Fuentes de Energía Solar en Pequeña Escala, que permite la instalación de un medidor neto o bidireccional. En caso de haber una diferencia negativa para el generador o el cliente de la compañía de luz, se le podrá reembolsar esta cantidad (Diario Oficial, 27.06.07). Al mismo tiempo, se lleva a cabo un programa de investigación y eliminación de barreras para la puesta en marcha de sistemas FV de gran escala, promovido por el IIE, el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) y el GEF.

### ***Apoyo internacional***

Se desarrollaron múltiples proyectos de menor escala gracias al financiamiento o al apoyo técnico de organismos de cooperación internacionales. Se han puesto en marcha por toda la República proyectos de beneficio a las comunidades, así como demostraciones técnicas. Entre los organismos participantes destacan la Cooperación Técnica Alemana (GTZ, por sus siglas en alemán), la Agencia de Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID, por sus siglas en inglés), los Laboratorios Sandia y los Laboratorios Nacionales de Energías Renovables (NREL, por sus siglas en inglés) de Estados Unidos.

### ***Ley del Impuesto Sobre la Renta***

Las disposiciones relativas a la generación de energía se encuentran en los artículos 40 y 219 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta (ISR). El artículo 40 establece los términos para la deducibilidad: “Por ciento máximo autorizado, tratándose de activos fijos por tipo de bien [...]: 100% para maquinaria y equipo para la generación de energía proveniente de fuentes renovables”. Por su parte, el artículo 219 establece que: “Se otorga un estímulo fiscal a

---

los contribuyentes del impuesto sobre la renta por los proyectos en investigación y desarrollo tecnológico que realicen en el ejercicio, consistente en aplicar un crédito fiscal equivalente al 30% de los gastos e inversiones realizados en el ejercicio en investigación o desarrollo de tecnología, contra el impuesto sobre la renta causado en el ejercicio en que se determine dicho crédito. [...] los contribuyentes podrán aplicar la diferencia que resulte contra el impuesto causado en los 10 ejercicios siguientes hasta agotarla”.

### 9.3.4 Barreras

#### *Técnicas*

En los sistemas autónomos o fuera de la red, la falta de mantenimiento, principalmente de las baterías, provoca fallas a los pocos años de que los sistemas empezaron a funcionar. Aunado a ello, falta entrenar a los técnicos para instalar y dar mantenimiento a los sistemas, brindar una mayor satisfacción a los clientes y fomentar las bases para un desarrollo del mercado. Por último, es necesaria una normatividad para productos o proyectos fotovoltaicos que tenga parámetros mínimos de calidad y desempeño.

#### *Socioculturales*

Hay información insuficiente y no existe un entendimiento de los alcances de la tecnología FV entre los consumidores rurales. Como consecuencia, resulta común la falta de visión de largo plazo del ahorro que generaría el sistema, aunque demande una inversión más fuerte al principio.

#### *Institucionales*

No existen metas concretas para alcanzar alguna capacidad fotovoltaica por parte del gobierno. Los incentivos fiscales a la inversión no son suficientes para fomentar el crecimiento del mercado, aunque hay fuertes subsidios para el mercado de energías convencionales. Además, las externalidades ambientales no se consideran en el análisis económico de los proyectos energéticos.

#### *Financieras*

Hay poco entendimiento del ciclo de vida de un proyecto y de su análisis de flujos, y la cantidad y la capacidad de los programas de financiamiento privado y gubernamental son muy limitadas (Foster, 1998).

## 9.4 Microeconomía de la energía fotovoltaica

### 9.4.1 Oferta

#### *Inversión inicial en manufactura*

La inversión en infraestructura manufacturera depende de la capacidad de producción mínima y del tiempo que requiere para empezar a operar. Una planta productora de silicio necesitaría cerca de USD\$250 millones y al menos dos años para ser construida. Para una fábrica de obleas, con una capacidad factible mínima de 50 MW al año, se requerirían entre USD\$30 y USD\$40 millones de inversión. Una industria de celdas FV puede ser competitiva desde 20 MW al año, y costar alrededor de USD\$10 millones para su construcción. Una ensambladora de módulos FV podría tener un tamaño desde 10 MW al año, requerir una inyección de capital de USD\$2 millones y, posiblemente, tardar menos de un año para entrar en operación (REW, 3/2008).

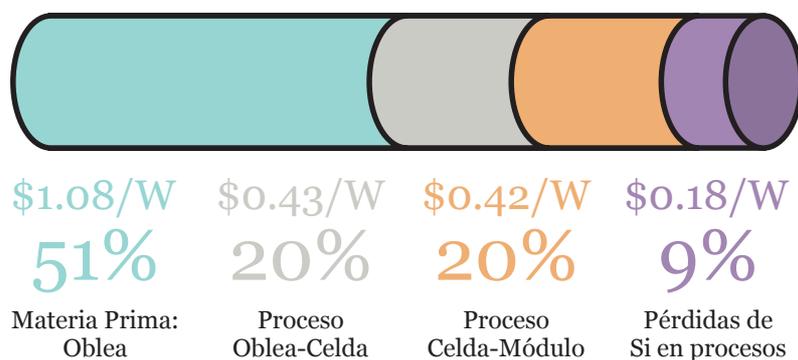
#### *Integración del costo*

El costo total (sin considerar la depreciación) de un sistema FV conectado a la red en una residencia es la suma de los costos de los módulos fotovoltaicos, de los componentes de balance de sistema (inversor, cables, etcétera) y de la instalación. El costo de financiamiento no está lo suficientemente generalizado como para incluirlo en el análisis. La parte correspondiente a los módulos fluctúa entre el 50% y el 70% del valor total del sistema, en función de la aplicación y de su tamaño (EC PVTP Research, 2007). Si se estima que el costo de instalación oscila entre el 10% y 15%, el costo de los componentes para el balance de sistema tiene un valor de entre el 25% y el 40%. Dentro de los componentes de balance de sistema, el inversor es el de mayor peso económico. Entre las principales variables de optimización de costos asociadas al inversor se encuentran el costo de producción y la eficiencia del aparato.

El costo de los módulos multi o policristalinos depende de tres factores: el costo del silicio policristalino, la eficiencia de la celda FV y la tasa de con-

servación del silicio en la cadena, desde las obleas hasta los módulos. En la siguiente Figura se muestra el ejemplo de una cadena de suministro con una capacidad de 50 MW al año, con una tasa de conservación del silicio en el proceso del 85%, un costo del silicio policristalino de USD\$70/kg y una eficiencia de celda de 16%. Con estos supuestos, el costo directo de fabricación de módulo FV es de USD\$2.11/Wp (REW, 2/2008).

## Costo directo de fabricación



**Figura 9.15**  
Composición del costo directo de producción de un módulo policristalino.

Fuente: REW, 2008.

### 9.4.2 Demanda

La energía solar es un sustituto perfecto en el caso de la demanda de la población con acceso a la red eléctrica. Entonces, la cantidad demandada es la que se ha movido a la derecha, gracias al desplazamiento de la curva de oferta. Al esperar un crecimiento aún mayor de la oferta, los gobiernos “empujan” la demanda a través de subsidios y regulaciones. Estas últimas son cada vez más comunes, mientras que las normatividades se vuelven cada vez más estrictas; paralelo a ello, los subsidios al consumo están destinados a reducirse y a desaparecer con el tiempo. Es importante mencionar que la aplicación de los incentivos y su valor monetario exacto dependen de varios factores, como el tope presupuestal al subsidio o al programa, la permanencia temporal de la oferta del incentivo, así como de la aplicación y la capacidad del sistema FV. En la Tabla 9.2 se muestra un resumen de los incentivos al consumo FV para 2008.

País	Feed-in-Tariff (FIT)	Certificados Verdes (GC)	Duración FIT o GC	Subsidio a inversión	Otros incentivos	Precio de electricidad residencial
Alemania <sup>1</sup>	0.35 – 0.47 €/kWh	---	20 años	Programas regionales	Depreciación extendida por 20 años, exención del IVA, créditos blandos 35% – 100% de inversión hasta 20 años	0.26 US\$/kWh <sup>4</sup>
Australia <sup>2</sup>	0.44 – 0.66 AU\$/kWh	---	10 años	8,000 AU\$/sistema	---	0.10 – 0.14 US\$/kWh <sup>4</sup>
Bélgica <sup>1</sup>	---	0.15 – 0.65 €/kWh	10 a 20 años	20% a 50%	Descuento fiscal de 40%, 13,5% de instalación deducible	---
Bulgaria <sup>1</sup>	0.37 – 0.40 €/kWh	---	25 años	---	Crédito blando hasta el 20% de la inversión	---
Corea del Sur <sup>2</sup>	0.45 – 0.62 US\$/kWh	---	15 años	60% a 100% residencial	Créditos blandos, estándares de renovables, edificios verdes	0.10 US\$/kWh <sup>3</sup>
España <sup>1</sup>	0.32 – 0.34 €/kWh	---	25 años	---	Descuento fiscal del 6%	0.19 US\$/kWh <sup>3</sup>
Estados Unidos <sup>2</sup>	0.32 US\$/kWh	---	---	Programas en 19 estados	30% de descuento fiscal	0.10 US\$/kWh <sup>3</sup>
Francia <sup>1</sup>	0.32 – 0.57 €/kWh	---	20 años	---	Créditos “verdes” (3% a 5%) entre 5 y 10 años. Descuento fiscal del 50%	0.17 US\$/kWh <sup>3</sup>
Grecia <sup>1</sup>	0.40 – 0.50 €/kWh	---	20 años	20% a 40%	Descuento fiscal del 20%, créditos blandos (4%)	---
Italia <sup>1</sup>	0.36 – 0.49 €/kWh	---	20 años	---	Reducción del IVA del 20% al 10%, venta libre de electricidad	0.27 US\$/kWh <sup>3</sup>
Israel <sup>2</sup>	0.52 US\$/kWh	---	20 años	---	---	---
México <sup>2</sup>	---	---	---	---	Depreciación acelerada el primer año, 100% deducible	0.11 US\$/kWh <sup>3</sup>
Portugal <sup>1</sup>	0.65 €/kWh	---	15 años	35%	Reducción del IVA del 21% al 12%, créditos blandos (0%)	0.23 US\$/kWh <sup>3</sup>
Reino Unido <sup>1</sup>	---	Certificados Obligaciones Renovables entre £35 y £50		50%	IVA reducido al 5%	0.23 US\$/kWh <sup>3</sup>
Rumania <sup>1</sup>	---	38.87 €/MWh	---	Presupuesto de €70 millones	---	---
Suiza <sup>1</sup>	0.30 – 0.56 €/kWh	---	25 años	---	---	0.16 US\$/kWh <sup>3</sup>

**Tabla 9.2**  
Compendio de subsidios al consumo en países selectos.

1 Fuente: EPIA, 2008, excepto precios de electricidad.

2 Fuente: IEA, 2008, excepto precios de electricidad.

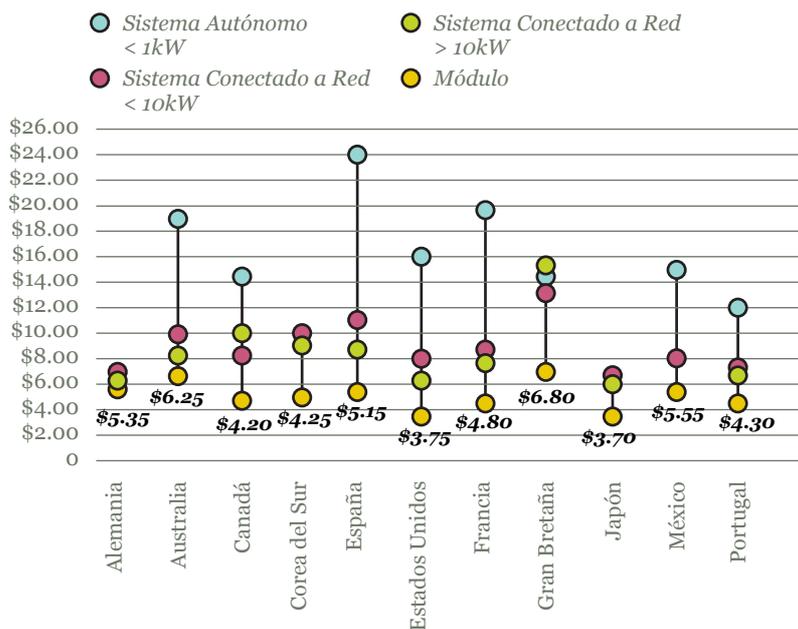
3 Fuente: IEA, 2008.

4 Fuente: IEA, 2008.

Hay tres clases de clientes para los sistemas FV: las compañías de electricidad que venden la energía a un mercado de usuarios, los usuarios particulares (personas o empresas) que compran e instalan los sistemas en sus propiedades para consumo propio, y los que lo hacen para vender la energía a la red. Asimismo, un proyecto FV conectado a la red se podría clasificar en distribuido o centralizado. Las compañías eléctricas pueden encontrar beneficios tanto en un sistema centralizado, a la manera de una planta generadora de electricidad convencional, como en los sistemas FV distribuidos en una ciudad.

### 9.4.3 Precios

Los precios de los módulos FV se redujeron exponencialmente desde la década de los setenta hasta el fin del siglo pasado, y de una manera algo asintótica durante la primera década del nuevo siglo. Esta reducción ha sido guiada, entre otros factores, por economías de escala (provocadas por el aumento en la cantidad demandada debido a incentivos) y por la curva de aprendizaje de la industria (con variables de optimización básicas como consumo total de silicio y eficiencia) (Bradford, 2006). En la siguiente Figura se muestran los precios en el mercado de módulos y sistemas instalados.



**Figura 9.16**  
Medianas de precios de módulos y sistemas (US\$/W) en 2007 en países selectos.

Fuente: IEA, 2008.

Una forma de calcular los beneficios de la inversión en un sistema FV es realizando un análisis de flujos que contemple un horizonte de evaluación de hasta 25 años (por la garantía de desempeño de los módulos FV). Por el lado del proyecto FV, se contemplan la inversión inicial y, de existir, los costos de financiamiento (con intereses). El mantenimiento de un sistema conectado a la red es muy bajo, por lo que no se toma en cuenta. Por el lado del proyecto convencional, es preciso contemplar el costo del suministro eléctrico (incluida la inflación del fluido) y, si existe, la inversión inicial de conexión. Los flujos se traen a valor presente, utilizando una tasa de descuento que depende del inversionista. Con esto se obtienen indicadores financieros como el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Período de Retorno y la Relación Costo-Beneficio, entre otras variables de decisión.

Otra manera de comparar los dos proyectos es calculando los costos equivalentes de electricidad a partir de la fuente solar como si fuera convencional. Se fija un período de retorno de inversión de entre uno y dos años, se toma el precio del sistema y se divide entre la energía (kWh) que producirá el sistema FV en el tiempo establecido. Así, se obtiene el costo de electricidad solar de corto plazo. A continuación se muestra una Tabla que refleja proyecciones de los costos de la electricidad fotovoltaica.

Ciudad	Horas sol /año	2007	2010	2020	2030
Berlín	900	€0.44	€0.35	€0.20	€0.13
París	1,000	€0.39	€0.31	€0.18	€0.12
Washington	1,200	€0.33	€0.26	€0.15	€0.10
Hong Kong	1,300	€0.30	€0.24	€0.14	€0.09
Sydney/Buenos Aires/Bombay/Madrid	1,400	€0.28	€0.22	€0.13	€0.08
Bangkok	1,600	€0.25	€0.20	€0.11	€0.07
Los Ángeles/Dubai/Ciudad de México	1,800	€0.22	€0.17	€0.10	€0.07

**Tabla 9.3**  
Costos estimados de generación FV para sistemas en tejados, por kWh.

Fuente: EPIA y Greenpeace, 2008.

En la actualidad, existen proyectos tan extensos como el que instaló en 2008 la empresa Juwi Group en Waldpolenz, Alemania. La capacidad fotovoltaica de dicha instalación es de 40 MWp y, en el momento de su pla-

---

neación y anuncio, fue el proyecto más grande y de menor costo en el mundo (USD\$4.20/Wp instalado). Este sistema es un interesante ejemplo de economías de escala de la energía solar y de la reducción de precios que conlleva. El sistema, de ser instalado en el sudoeste de Estados Unidos, que recibe más del doble de radiación solar que Alemania, generaría electricidad por más de 20 años a un costo de USD\$0.16/kWh, sin un solo dólar de subsidio (Sun & Wind Energy, 4/2008).

#### 9.4.4 Evaluación de proyectos FV en México

La rentabilidad de los sistemas FV autónomos o sin conexión a la red depende de la distancia del lugar con respecto a una acometida de suministro eléctrico y de los precios de electricidad de la red con la que compite. Por ejemplo, si se considera que la aplicación residencial consume diariamente 10,000 Wh de energía eléctrica ( $E_c$ ), que la eficiencia eléctrica total ( $\eta_T$ ) del sistema es de 74%, y que la insolación diaria promedio ( $T$ ) es de 5 kWh/m<sup>2</sup> o 5 horas de sol a potencia máxima, la fórmula para calcular la potencia fotovoltaica ( $P_{FV}$ ) del panel, o los Watts pico, para abastecer las necesidades de energía eléctrica de esa vivienda, sería la siguiente:

$$P_{FV} = E_c / (T \times \eta_T)$$

En el presente ejemplo, la potencia es igual a 2696 Wp o 2.7 kWp. Así,  $\eta_T$  se calcula multiplicando todas las eficiencias eléctricas en el sistema por el integrador del sistema. Entre las pérdidas energéticas se encuentra el ciclo carga-descarga de las baterías, la conversión de corriente directa en corriente alterna dentro del inversor, las pérdidas en el cableado, entre otros.

Si se considera que el precio promedio de un sistema FV autónomo es de USD\$13 o \$175 (a una tasa de cambio de \$13.5 por dólar) por Watt pico del panel, el precio total del sistema instalado sería de aproximadamente \$471,666. A este precio, en realidad, falta restar el beneficio fiscal, que se deduce el primer año. Así, con una tasa de ISR del 28%, se podría resumir la inversión en el sistema a tan sólo \$339,600. Ahora bien, considérese que el costo por un kilómetro de línea de baja tensión instalada es de \$800,000. Entonces, a partir de menos de medio kilómetro de distancia a la acometida es menor la inversión en la energía solar que en la conexión a la red. En este ejemplo, los sistemas FV autónomos en casas con un consumo más moderado podrían representar un menor gasto inicial a partir de una distancia de 100 metros a la acometida eléctrica.

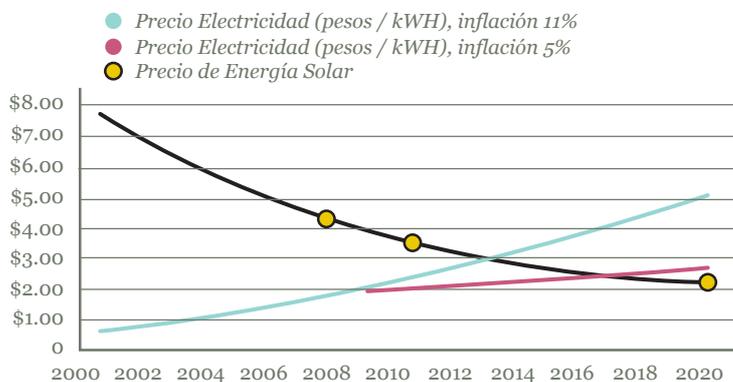
El verdadero reto financiero para la energía solar está en ciudades o en zonas con pleno acceso a la red eléctrica convencional. Actualmente, la tecnología fotovoltaica no subsidiada no puede competir contra la electricidad tradicional subsidiada, pues ofrece retornos de inversión después de siete años. Sin embargo, las expectativas para los próximos años son positivas con respecto a la mejora económica comparativa de la electricidad solar. Se podría decir que el único de los hidrocarburos que ofrece certeza sobre los costos futuros es el carbón, aunque es el combustible que emite más bióxido de carbono.

La especulación sobre la disminución de las reservas probadas de crudo, así como las presiones políticas producto de la importación de gas natural o petróleo, predicen un aumento constante en los precios reales del suministro eléctrico en todo el mundo. Mientras tanto, los materiales fotovoltaicos se producen cada vez en mayor escala, se vuelven cada vez más eficientes, se utilizan en menores cantidades por Wp, sus procesos de manufactura son cada vez más eficientes en términos de costos y sus mecanismos de financiamiento se adaptan a sus necesidades. De esta forma, en algunos países se espera que se alcance la paridad de precios (sin incluir subsidios) con los de la electricidad convencional durante la siguiente década.

En el caso de México, los precios medios de la electricidad han crecido un promedio de 11.4% anual en el período 2000-2008 y registraron un aumento del 16.5% en 2008 (SIE SENER, 2009). Si se consideran los precios esperados de la electricidad solar para la Ciudad de México de la Tabla 9.3 y se supone una inflación anual de precios de electricidad convencional de 5% a 11% es posible estimar que, para el usuario promedio, la paridad de precios entre ambas fuentes de energía podría suceder entre 2014 y 2017.

Figura 9.17

Fuente: EPIA y Greenpeace, 2008 y SENER, 2009.



---

## 9.5 Perspectivas y oportunidades para México

En el período 2009-2014, la capacidad instalada de generación del Sector Eléctrico Nacional crecerá un 26.5% o 13 544 MW, de acuerdo con el programa de expansión de la CFE (SENER, 2006). Posteriormente, mientras aumente la población y el Producto Interno Bruto (PIB), también se incrementará el consumo eléctrico nacional. El país, al igual que el resto del mundo, necesita disminuir lo más posible el impacto medioambiental asociado a esta energía. En el momento en que los costos de generación fotovoltaica igualen a los de la generación termoeléctrica, sin duda la energía solar asumirá un papel fundamental en el mercado energético. Los países que cuenten con un mercado propio más desarrollado tendrán mayor competitividad internacional. Por lo tanto, se beneficiarán en mayor medida de esta tecnología y de este recurso energético.

### 9.5.1 El potencial fotovoltaico y sus aplicaciones

México es un país muy beneficiado por la radiación solar, pues recibe, por ejemplo, el doble de la que recibe Alemania. Sobre el territorio mexicano hay diariamente entre 4.4 kWh/m<sup>2</sup> y 6.3 kWh/m<sup>2</sup> de energía solar, lo que se compara solamente con algunas regiones de África, de los Andes y de partes de Oceanía (Diario Oficial, 06.08.09). En promedio, con paneles fotovoltaicos cristalinos, se requeriría una superficie cercana a las 100,000 hectáreas –o 1,000 kilómetros cuadrados– para cubrir todo el consumo eléctrico que suministraron las dos paraestatales (CFE y LyFC) en 2008. En Alemania o en Canadá se necesitaría el doble de área y el doble de inversión para suministrar la misma cantidad de energía (184 TWH) (SIE SENER, 2009).

Entre las aplicaciones fotovoltaicas, la electrificación rural tiene un lugar asegurado en el corto plazo, con los aproximadamente 5 MWp (100 Wp fotovoltaicos por hogar) que están por instalarse los próximos años con el Proyecto de Servicios Integrales de Energía. Los sistemas FV comerciales conectados a la red también cuentan con el impulso de empresas como Wal-Mart, que planea seguir instalando paneles en más tiendas de la República. El sector turístico, especialmente el ecoturismo, es un campo

natural para las aplicaciones fotovoltaicas, que incluye desde hoteles y cabañas hasta zonas arqueológicas. Un importante número de instalaciones turísticas se encuentra localizado en lugares alejados de la red eléctrica. La energía solar es una de las mejores herramientas para un desarrollo sustentable de este sector económico y, sobre todo, de las comunidades donde se encuentren los proyectos turísticos.

Con la aparición en el mercado de productos sustitutos más eficientes, como los que operan con base en diodos emisores de luz (LED, por sus siglas en inglés), las aplicaciones de señalización luminosa se han vuelto un área de oportunidad para la tecnología fotovoltaica. Así, los paneles solares proveen energía a un número creciente de semáforos, flecheros de desviación, señales de pistas aéreas y luces de obstrucción en edificios y torres de telecomunicaciones. El alumbrado público, en sus diferentes modalidades, también ha sido un sector de crecimiento para las aplicaciones fotovoltaicas, con las nuevas luminarias fluorescentes y de LED, al igual que los anuncios publicitarios luminosos.

La tecnología fotovoltaica se ha usado tradicionalmente en el sector de las telecomunicaciones. Tanto las repetidoras de baja potencia como la telefonía rural y la recarga de radios y celulares requieren un bajo consumo eléctrico, por lo que la energía solar ha sido una opción económica.

Por su parte, los paneles BIPV tienen muchas ventajas que ofrecer a las construcciones: protección medioambiental, aislamiento térmico, protección contra el sol, protección contra ruido, modulación de la luz del día y seguridad. Los módulos y laminados fotovoltaicos se usan en tejados, paredes externas de edificios, fachadas semitransparentes, filtros de luz del cielo y sistemas de sombras.

### 9.5.2 Tendencias en investigación y desarrollo

En México las universidades, los centros de investigación, las empresas de distintos sectores, los inventores y el sector público tienen la oportunidad de aportar algo para lograr un posicionamiento competitivo del país al interior del mercado de las energías “verdes”. Las áreas de oportunidad en I+D fotovoltaico se encuentran desglosadas en la Agenda Estratégica de Investigación para la Tecnología de Energía Solar Fotovoltaica de la Comunidad Europea, y se describen a continuación (EU PV Tech, 2007).

---

### *Celdas y módulos*

Cada tecnología FV (sílice cristalino, película delgada, etcétera) tiene sus propios retos y necesidades de mejoras, pero las áreas de I+D comunes a todas ellas son las siguientes:

- Eficiencia, relación energética (kWh / kWp), estabilidad y tiempo de vida.
- Manufactura de alta productividad, incluidos el monitoreo y el control de procesos.
- Sustentabilidad ambiental, para asegurar el reciclaje de productos FV.

### *Componentes de sistemas FV*

Los retos generales en este rubro son los siguientes:

- Incrementar la durabilidad y la confiabilidad de los inversores.
- Incrementar la modularidad, la multifuncionalidad y minimizar las pérdidas en los componentes.
- Producir conceptos para mantener la estabilidad de la red eléctrica ante una alta penetración FV.
- Desarrollar componentes y conceptos de sistemas para los sistemas FV híbridos.

### *Aspectos socioeconómicos*

Algunas tareas importantes que quedan por desarrollar son las siguientes:

- Identificar y cuantificar los costos y beneficios no técnicos (sociales, económicos y ambientales) de la energía solar fotovoltaica.
- Determinar los requerimientos de regulación y las barreras de instrumentación de FV en gran escala.
- Establecer una base de habilidades requeridas por las industrias asociadas a FV en el largo plazo y desarrollar un plan para su provisión.
- Desarrollar esquemas para aumentar el conocimiento del público sobre FV, así como en sectores comerciales determinados.

## 9.5.3 Perspectivas del mercado FV

La Asociación Europea de la Industria Fotovoltaica (EPIA, por sus siglas en inglés) estima que el mercado europeo presentará un crecimiento de 4.5 GW en 2008 a 11 GW para 2013. En el mismo período, prevé que Estados Unidos crecerá de 0.3 GW a 4.5 GW, Japón, de 0.23 GW a 1.7 GW, y el resto

del mundo, de 0.5 GW a 5 GW. Esto ocurrirá en un escenario favorable por la continuidad y el desarrollo de las políticas actuales (EPIA, 2009). Para 2030, las predicciones del Centro de Investigación Conjunta de la Comunidad Europea sitúan a Europa con una instalación de entre 1,100 GW y 2,600 GW fotovoltaicos, a Estados Unidos entre 520 GW y 780 GW, a Japón con unos 205 GW y al resto del mundo, entre 920 GW y 1,830 GW. Una vez más, esto depende de los escenarios políticos internacionales (EC JRC ,2008).

En cuanto a la capacidad instalada en la cadena de valor, la EPIA estima que crecerá mundialmente a una tasa de entre el 20% y el 30% anual en el período 2009-2013. Dado el fuerte y continuo crecimiento de la demanda en el mercado FV desde 2005, el silicio grado solar sigue siendo el cuello de botella en la cadena de suministro. Se espera que el desabasto termine en 2010, lo que podría indicar una disminución en los precios de la energía solar. Este desabasto ha ofrecido una gran oportunidad para el desarrollo de la industria de película delgada, que se espera que crezca con respecto a su competencia cristalina. De esta forma, se prevé que en 2010 esta tecnología habrá de representar alrededor del 22% de la producción de módulos FV, o poco más de 4 GW, y que llegará al 25% o 9 GW hacia 2013 (EPIA, 2009).

En México existe el potencial para comenzar a desarrollar el mercado FV, pues cuenta tanto con la industria como con las instalaciones. Por ejemplo, la ingeniería electrónica goza de buena fama en el país, tanto es así que Freescale Semiconductor (uno de los principales fabricantes de circuitos integrados en el mundo) estableció un centro de I+D en Guadalajara y está contratando a cientos de ingenieros mexicanos. Además, se tiene una fuerte industria de vidrio, así como diversificación en el sector de plásticos. De hecho, ya existen empresas japonesas, alemanas y estadounidenses que fabrican módulos FV; sin embargo, se espera que entren otros actores a la escena nacional, y es momento de aprovechar su demanda de trabajo y su conocimiento. Asimismo, es importante aprovechar la gran cantidad de programas internacionales de financiamiento de proyectos de energías renovables para I+D y para instalaciones, con el fin de contar con un desarrollo económico sustentable en Latinoamérica. Como ejemplo está el fondo de USD\$2,000 millones que podrían establecer el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el Banco de Exportación e Importación de Corea (Kexim) para invertir en proyectos verdes en América Latina y el Caribe (Greenmomentum, 07.05.09).

---

## 9.6

# Conclusiones

La energía solar fotovoltaica es una importante herramienta para el desarrollo sustentable de México. Comparándola con otras, es una fuente de energía eléctrica que no requiere combustibles o consumibles, no ocasiona emisión alguna durante la generación eléctrica, su mantenimiento es prácticamente nulo durante más de 25 años de vida, su instalación es muy rápida y económica, entre otras ventajas. Además, es la manera más viable de electrificar comunidades rurales, una forma de generar energía “limpia” en las ciudades, una oportunidad para diversificar la canasta energética de la CFE, una industria de alto valor agregado que requiere múltiples productos y servicios de otros sectores, y una oportunidad de creación de empleos de calidad. El ejemplo internacional muestra éxitos en todos estos rubros. Desde el punto de vista económico, ambiental y de seguridad energética, el gobierno mexicano tiene que definir el quehacer nacional en materia fotovoltaica.

### *Estrategia FV de largo plazo*

Se tienen que establecer metas claras y concretas de corto, mediano y largo plazos sobre la capacidad instalada fotovoltaica. La capacidad proyectada puede corresponder a objetivos de electrificación de la población, a criterios de diversificación de la canasta energética, al fomento de la industria FV nacional, entre otros. La planeación estratégica deberá incluir la definición de áreas de oportunidad o de aplicación, objetivos de desarrollo de capacidad industrial nacional, metas de investigación científica y tecnológica en el tema, entre otros factores. El plan de acción, por su parte, tendrá que detallar los anteriores objetivos de forma cuantitativa y con fechas concretas de cumplimiento.

### *Marco regulatorio*

La legislación mexicana ya permite el autoabastecimiento energético, así como la conexión a la red de sistemas FV de particulares. Hace falta establecer procedimientos administrativos claros y sencillos, que seguramente emergerán del reglamento de la LAERFTE. Asimismo, se necesita elaborar una Norma Oficial Mexicana para certificar la calidad de las instalaciones fotovoltaicas y de sus componentes.

### *Esquemas de apoyo financiero*

De los dos esquemas más populares en el mundo para el apoyo financiero a la compra del sistema FV y para la producción de la energía solar, los analistas coinciden en que las feed-in-tariffs son las que más estimulan el consumo y las que conllevan más beneficios económicos. Las tarifas de energía solar pueden ser subsidiadas por los gobiernos o prorrateadas del consumo de los demás usuarios de electricidad. Asimismo, otro esquema de apoyo financiero a las inversiones fotovoltaicas consiste en la inclusión de externalidades en los costos de generación eléctrica de todas las fuentes.

### *Medidas de promoción*

Como primera medida, se debe informar a todas las instancias gubernamentales de los beneficios y programas fotovoltaicos en el país. También es necesario impulsar mecanismos de promoción detallados, que respondan a objetivos federales entre el sector empresarial, el académico y la sociedad civil. Esto debe hacerse con el fin de fomentar el consumo y la investigación de energías renovables, específicamente la solar fotovoltaica. Por otro lado, se requiere calificar la capacidad de las cadenas productivas que podrían participar de la tecnología FV y fomentar la construcción de las plantas manufactureras que hagan falta para cumplir con la estrategia general.

### *Monitoreo*

No sería sano dejar actuar a los mecanismos políticos sin un seguimiento posterior. Se debe monitorear la eficiencia de las políticas aplicadas, así como revisar constantemente los indicadores del mercado y de la industria para evaluar y mejorar la efectividad.

Para que la energía renovable en México sea una realidad en el país y un motor del desarrollo sustentable, se requiere un enfoque innovador e integral. Es preciso establecer metas claras, fomentar y dirigir la investigación y el desarrollo, y aumentar la competitividad industrial de las empresas mexicanas.



## Bibliografía

### **ANES, Asociación Nacional de Energía Solar, 2009.**

Boletín solar. *Revista Solar Asociación Nacional de Energía Solar*, enero, 2009.

### **ANES, Asociación Nacional de Energía Solar, 2009.**

Boletín solar. *Revista Solar Asociación Nacional de Energía Solar*, febrero, 2009.

### **BNET Industries, 2009.**

<http://industry.bnet.com/energy/images/pv-value-chain.jpg>. Fecha de acceso: mayo, 2009.

### **Bradford, T., 2006.**

*Solar Revolution: The Economic Transformation of the Global Energy Industry*. Cambridge, Mass.: MIT Press.

### **Diario Oficial de la Federación, 2007.**

*Diario Oficial*, 27 de junio de 2007. México: Secretaría de Gobernación.

### **Diario Oficial de la Federación, 2008.**

*Diario Oficial*, 28 de noviembre de 2008. México: Secretaría de Gobernación.

### **Diario Oficial de la Federación, 2009.**

*Diario Oficial*, 6 de agosto de 2009. México: Secretaría de Gobernación.

### **Jäger-Waldau, A., 2008.**

*PV Status Report*. Petten, Holanda: European Commission, Joint Research Centre, Institute for Energy.

### **European Commission, 2007.**

*European Photovoltaic Technology Platform. 6th European Framework Programme for Research and Technological Development: A Strategic Research Agenda for Photovoltaic Solar Energy Technology*. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities.

### **EPIA, European Photovoltaic Industry Association, 2008.**

*Overview of European PV Support Schemes*. Bruselas, Belgica: EPIA.

### **EPIA, European Photovoltaic Industry Association y Greenpeace International, 2008.**

*Solar Generation V – 2008*. Bruselas, Belgica: EPIA.

### **EPIA, European Photovoltaic Industry Association, 2009.**

*Global Market Outlook for Photovoltaics Until 2013*. Bruselas, Bélgica: EPIA.

---

### **Foster, R., 1998.**

*Photovoltaic Market Development and Barriers in Mexico.* Thesis for the Degree of Master of Business Administration, New Mexico State University.

### **Gevorkian, P., 2007.**

*Sustainable Energy Systems Engineering: The Complete Green Building Design Resource.* New York: McGraw-Hill.

### **Green Momentum, 2009.**

*Green Momentum*, [http://www.greenmomentum.com/wb3/wb/gm/gm\\_content?id\\_content=2344](http://www.greenmomentum.com/wb3/wb/gm/gm_content?id_content=2344). Fecha de consulta: 7 de mayo, 2009

### **IEA, International Energy Agency, 2008.**

*Trends in Photovoltaic Applications - Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2007.* París: IEA.

### **IEA, International Energy Agency, 2007.**

*Photovoltaic Power Systems Programme, PVPS Annual Report 2007.* París: IEA.

### **IEA, International Energy Agency, 2008.**

*Photovoltaic Power Systems Programme, PVPS Annual Report 2008.* París: IEA.

### **IEA, International Energy Agency, 2008.**

*PVPS EUPVSEC-23. RTS Corporation on Behalf of International Energy Agency, Photovoltaic Power Systems Programme, Task 1, EUPVSEC-23.* Valencia: IEA.

### **Instituto Español de Comercio Exterior, 2006.**

*El Mercado de las energías renovables en México.* Monterrey: Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España.

### **ITAM, 2009.**

*Reporte de Instalación y Manual de O&M, Centro de Desarrollo Tecnológico.* México: ITAM.

### **PV Policy Group, 2007.**

*Designing Photovoltaic Policies en Europe.* Bruselas, Belgica: EPIA.

### **REW, 2008.**

*Renewable Energy World*, enero-febrero, Vol. 11, Núm. 1, pp.

### **REW, 2008.**

*Renewable Energy World*, marzo-abril, Vol. 11, Núm. 2, pp.

**REW, 2009.**

*Renewable Energy World*, mayo-junio, Vol. 12, Núm. 3, pp.

**SENER, Secretaría de Energía, 2002.**

*Las Energías Renovables en México y el Mundo, Semblanza*. México: SENER.

**SENER, Secretaría de Energía y Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GMBH, 2006.**

*Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable en México*. México: SENER.

**SENER, Secretaría de Energía, 2006.**

*Dirección General de Planeación Estratégica, Prospectiva del Sector Eléctrico 2005–2014*. México: SENER.

**SENER, Secretaría de Energía, 2009.**

*Sistema de Información Energética*. México: SENER.

**Sun & Wind Energy, 2008.**

*Sun & Wind Energy*, 4/2008, p. 6.

**Vanek, F. M. y Albright, L. D., 2008.**

*Energy Systems Engineering: Evaluation and Implementation*. New York: McGraw-Hill.



---

# 10.

## Energía solar térmica

*Ing. Peter Henri Brailovsky Signoret,  
Ing. Diego Torres Patiño  
y Dr. Sergio Romero-Hernández*

### 10.1

#### Introducción

La energía solar es la fuente primaria de toda la energía de la Tierra. Las plantas y ciertos microorganismos la absorben y convierten en forma de energía química (Lehninger et al, 1995). El petróleo y el carbón se forman tras un proceso de millones de años que comienza con la radiación solar que absorben las plantas, junto con bióxido de carbono, para transformarla en carbohidratos y oxígeno; con esto se genera una gran cantidad de biomasa que almacena la energía en forma química (Sánchez N., 2008). Las reservas de energía en forma de carbohidratos permanecen en las hojas y son ingeridas por animales herbívoros; estos, a su vez, son devorados por animales carnívoros que, al término de su ciclo de vida, son el alimento de carroñeros, gusanos y bacterias. Cuando todos esos organismos perecen, sus cuerpos sufren una degradación y dejan elementos como carbono, oxígeno y nitrógeno, entre otros, y compuestos orgánicos sencillos. Al someter los compuestos a un ambiente de alta presión y temperatura por la geotermia de la tierra (por ejemplo, en pozos petrolíferos), se convierten en petróleo y carbón.

Estos compuestos tienen una alta capacidad calorífica); sin embargo, también son los elementos básicos para la elaboración de millones de productos en forma de polímeros o plásticos. Estos son fundamentales para fabricar instrumentos quirúrgicos estériles y tanques, conseguir bajos costos de pro-

ducción por inyección y para desarrollar materiales fuertes y no corrosivos a precios razonables. La elaboración de todos ellos es una forma de aprovechar el petróleo. Si solamente se quemara, habría que esperar millones de años para recuperarlo.

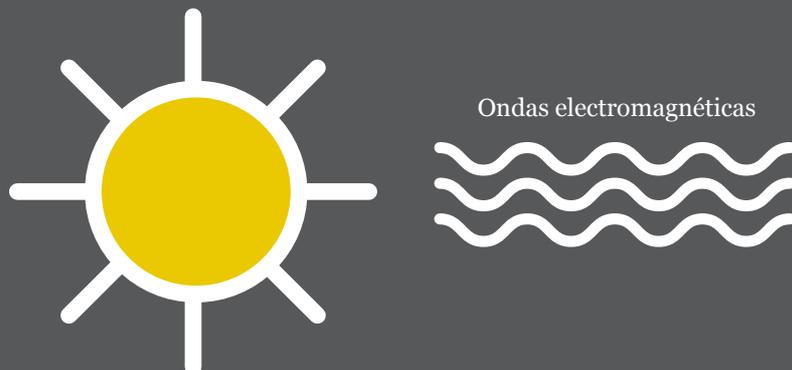
A fines del siglo XIX se empezó a utilizar masivamente el carbón para la generación de vapor, con el fin de impulsar motores, máquinas y sistemas. Además, se diseñaron sistemas que calentaban agua para producir calor de proceso, con o sin concentración de los rayos solares.

Los trabajos para entender la radiación solar y desarrollar sistemas para su aprovechamiento se profesionalizaron con la Sociedad Internacional de Energía Solar (ISES, por sus siglas en inglés), en 1954. En México se estableció la Asociación Nacional de Energía Solar en 1980.

## 10.2 El sol

### 10.2.1 Aspectos astronómicos y físicos

El sol (Figura 10.1) es una estrella enana amarilla que libera una enorme cantidad de energía en forma de ondas electromagnéticas. Cada segundo, 564 megatoneladas (Mton) de hidrógeno se transforman en 560 Mton de helio y en 4 Mton de materia en forma de radiación por medio de la fusión termonuclear de 4 protones de hidrógeno por cada átomo de helio (Muhlía, 2006).



**Figura 10.1**  
El sol, estrella que libera gran cantidad de energía.

La potencia de 4 Mton/s de materia es, según la ley de Einstein ( $E=mc^2$ ),  $3.6 \times 10^{26}$  J/s, aproximadamente. Si se divide entre el consumo energético total durante 2005, que fue de 500 exajoules, se obtiene la cantidad de veces que un segundo de la energía liberada por el sol cubre las necesidades energéticas de la Tierra: un total de 720 mil veces.

Sólo una pequeña parte de esta potencia (energía por unidad de tiempo) llega al tope de la atmósfera terrestre, con una constante de  $1,367 \text{ W/m}^2$ , de acuerdo con la Organización Meteorológica Mundial (OMM). Hay pequeñas variaciones, ya que hay períodos de mayor o menor actividad solar y debido a la órbita elíptica de la Tierra, lo que da lugar a una desviación estándar de  $1.6 \text{ W/m}^2$  en las mediciones (Muhlia, 2006). La constante solar media en la superficie terrestre es de  $342 \text{ W/m}^2$ , una cuarta parte de la cantidad total, debido al efecto de la rotación de la Tierra y a la diferencia de áreas entre el disco solar y la superficie esferoide de la Tierra (Glynn y Heinke, 1999).

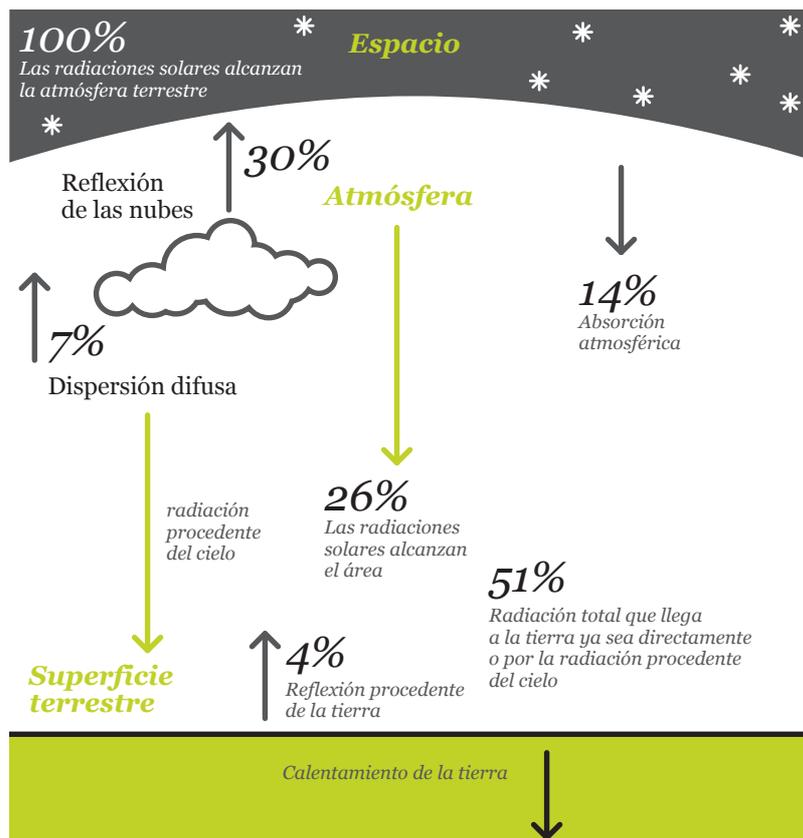
El sol se mueve a lo largo del año en una trayectoria descrita por dos ángulos: cenital y acimutal. El ángulo cenital es aquel que sigue el sol a lo largo del año a causa de la declinación de  $\pm 23.45^\circ$  que tiene la Tierra con respecto a la normal de la eclíptica y que da lugar a las estaciones. Estos cambios angulares se pueden apreciar cuando el sol se encuentra más bajo en el invierno y muy alto en el verano. El ángulo acimutal es el que describe el sol todos los días por la rotación de la Tierra. El sol nace por el Este y se pone por el Oeste.

### 10.2.2 La radiación solar que llega a la superficie de la Tierra

La radiación solar se compone de un espectro de ondas electromagnéticas de diferente longitud de onda  $\lambda$  que se mide en micrómetros ( $\mu\text{m}$ ). Las ondas con menor longitud o de onda corta son las que contienen mayor irradiación espectral, lo que nos indica un gran contenido energético; entre ellas se encuentran los rayos gamma, los rayos X y los ultravioletas C, B y A (de  $0.2\mu\text{m}$  a  $0.4\mu\text{m}$ ). El espectro visible va desde los tonos azules hasta los rojos, pasando por los verdes, amarillos y naranjas (de  $0.4\mu\text{m}$  a  $0.7\mu\text{m}$ ). La longitud de onda sigue creciendo hasta cubrir el espectro del infrarrojo, de las microondas, de las ondas de radio y audio ( $>0.7\mu\text{m}$ ) (Sutton y Harmon, 1980).

Dadas las diferentes longitudes de onda que tiene el espectro solar, la atmósfera terrestre funciona como filtro de algunas porciones de estas ondas

para proteger la vida que habita en ella (la capa de ozono detiene los rayos gamma y los UV). También estimula el desarrollo de los ciclos del viento, de la evaporación del agua, de la humedad y de la lluvia a través de la absorción térmica (Théron y Vallin, 1979). La energía solar ilumina la superficie terrestre por medio de la dispersión o difusión al chocar con partículas suspendidas de polvo, ceniza, aerosoles y humedad. Además, da energía a los seres vivos por medio de los ciclos biológicos de la fotosíntesis y de las cadenas alimenticias (Figura 10.2).



**Figura 10.2**  
Entrada de energía a la superficie terrestre al mediodía.

Fuente: Sutton y Harmon, 1980.

La radiación solar que incide en la superficie terrestre se denomina radiación solar global y se subdivide en radiación solar directa –que es la que genera sombras y proviene del disco solar– y radiación solar difusa –es la que le da el color azul al cielo y la que ilumina los días nublados–.

## 10.2 Tecnología termosolar

### 10.2.1 Principios de la conversión de radiación solar a calor

El calor ( $Q$ ) es una energía que cruza fronteras y que no poseen los cuerpos; un cuerpo cede o capta calor sólo cuando existe un flujo de temperatura en dirección caliente  $\rightarrow$  frío. La energía en forma de radiación que proviene del sol es energía en forma de calor. Ésta entra al sistema termosolar para que después el cuerpo negro o receptor la transmita por conducción, convección y radiación al fluido de transferencia.

Para calcular la eficiencia aproximada de un sistema termosolar se puede utilizar un modelo matemático sencillo, como se muestra a continuación:

$$Q = mC_x\Delta T$$

donde  $C_x$  es la capacidad térmica específica,  $\Delta T$  es el diferencial de temperatura en grados Kelvin o Celsius entre la temperatura inicial y final y  $m$  es la masa en kilogramos del fluido de transferencia. La constante  $C_x$  expresa la energía necesaria en kilojoules para cambiar la temperatura de un kilogramo del  $X$  fluido de transferencia un grado Celsius o Kelvin (en escalas proporcionales).

Si se divide la primera ecuación entre la radiación solar acumulada en el área del colector durante el período en el que se tomaron las temperaturas inicial y final, se obtiene la ecuación de eficiencia aproximada del colector solar:

$$\eta = \frac{Q}{I}$$

donde  $\eta$  es la eficiencia del colector, con un valor adimensional entre 0 y 1, mientras que  $I$  es la radiación solar acumulada en el área del colector durante el período de prueba.

### 10.2.2 Dispositivos pasivos y activos

Un colector termosolar absorbe la mayor cantidad posible de energía irradiada por el sol en forma de energía térmica para su uso en aplicaciones

---

funcionales. Entre estos usos están el calentamiento de agua, el movimiento mecánico de motores Stirling de hidrógeno, la evaporación de agua para desalinización en zonas desérticas o donde escasea el agua, el secado de semillas, la preparación de alimentos, la generación de energía eléctrica con turbinas de vapor, la calefacción e incluso, con su concentración en un mismo punto, la fundición de metales. Los elementos básicos de todo colector termosolar son los siguientes:

- **Cuerpo negro o receptor:** todo cuerpo en cualquier estado físico que, por su composición química y por sus atributos, como color, refracción de luz, absorbancia y capacidad térmica específica, sea capaz de retener o absorber parcial o totalmente la energía irradiada por el espectro electromagnético solar.
- **Termotanque o unidad de almacenamiento térmico:** cuerpo que normalmente tiene cierto aislamiento térmico, resistencia a la corrosión y a los choques térmicos, y cuya función almacenar la energía captada por el cuerpo negro para su uso.
- **Medio conductor o fluido de transferencia:** todo fluido gaseoso o líquido que se encuentra en contacto con el cuerpo negro y que, por medio de convección y conducción térmica, absorbe el calor del mismo hasta que se llega al equilibrio térmico, de acuerdo con la ley cero de la termodinámica; luego, este fluido de transferencia llega al termotanque, donde se almacena hasta que se utiliza directamente (por ejemplo, en las casas), o indirectamente, en la generación de energía eléctrica.

Los colectores termosolares se clasifican en pasivos y activos. Cada uno de ellos se clasifica de acuerdo con la tecnología que utilizan, como se señala a continuación (Gutiérrez, 2001).

### ***Colectores pasivos***

Aprovechan la energía solar captándola, almacenándola y distribuyéndola de forma natural. No contienen elementos mecánicos. Se dividen en los de captación estructural y los de captación con panel plano.

### ***Captación estructural***

Se refiere al diseño arquitectónico de edificaciones donde se aproveche la radiación solar para controlar la temperatura interna, la iluminación y la ventilación natural. Los elementos básicos de estos sistemas son los siguientes (Gutiérrez, 2001):

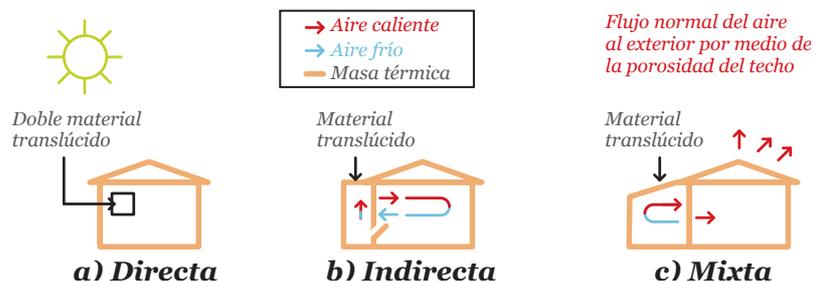
- **Materiales translúcidos:** permiten el paso de la radiación solar mas no su salida por el efecto invernadero. Algunos ejemplos son el vidrio, el acrílico y el policarbonato.
- **Masa térmica:** almacena energía térmica en un elemento estructural o depósito para su uso en períodos de frío o durante la noche. Algunos ejemplos son el concreto, el ladrillo, el cemento, las losetas de piedra volcánica y el agua.
- **Aislamiento térmico:** son materiales con baja conductividad térmica y sistemas de filtros como persianas, cortinas de malla y aleros. Algunos ejemplos de aislantes son el aire (como en los vidrios dobles o triples), la espuma de poliuretano, el poliestireno o uniceil y la fibra de vidrio.
- **Elementos reflejantes:** se utilizan para incrementar o disminuir la radiación que entra a la edificación según su orientación. Pueden estar hechos con hojas de aluminio y acrílico, con espejos comunes e inclusive con las contraportadas de los CD.

Cuando se colocan estratégicamente todos estos materiales en un edificio es posible obtener ahorros energéticos sorprendentes. Se estima que en los países industrializados los edificios consumen entre 35% y 40% de su energía primaria total y generan alrededor del 33% de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), como el CO<sub>2</sub> (Aitken, 2003). Existen tres tipos de sistemas en los que se desarrolla la captación estructural (Figura 10.3):

- **Ganancia directa:** la energía radiante del sol entra a la edificación por medio de materiales translúcidos (ventanas, tragaluces, domos, etcétera) y es almacenada y distribuida internamente.
- **Ganancia indirecta:** la energía radiante del sol entra al sistema por medio de la conducción o convección térmica de materiales localizados al exterior de la edificación, que normalmente se encuentran cubiertos por materiales translúcidos.
- **Ganancia mixta:** es una combinación de las dos anteriores.

**Figura 10.3**  
Sistemas pasivos estructurales.

Fuente: Elaboración propia de Peter H. Brailovsky y Sergio Romero.  
Nota: En el anexo se presenta el esquema de elaboración propia de los autores.



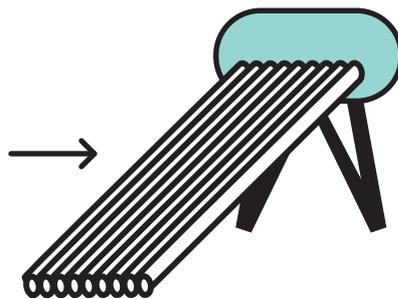
Obviamente, es más sencillo instalar este tipo de sistemas cuando durante la construcción de una edificación que una vez terminada. Sin embargo, se pueden realizar diversas modificaciones con un bajo costo (aislar las paredes exteriores, instalar domos y sistemas de ventilación natural) y con un ahorro energético significativo. Entre otras ventajas, hay estudios que demuestran que el aprendizaje de los niños en salones de clase con iluminación solar es mejor que en salones con luz artificial. También se ha observado un incremento en la productividad y en la satisfacción laboral en edificios e incluso un incremento de hasta 15% en las ventas de tiendas y sucursales con iluminación natural (The Economist, 2009).

### **Captación con panel plano por convección natural**

Son dispositivos conformados por una o dos capas de algún material transparente, como vidrios o plásticos, una capa receptora de irradiación, un fluido de transferencia, como aire o agua, y un termostato. Tienen un tamaño promedio de 2m<sup>2</sup> (Sordo, 2009). Pueden ser de tres tipos:

- **Serpentines de tubo metálico:** utilizan láminas o tubos aleteados de hierro, cobre o aluminio como material receptor (Figura 10.4). Alcanzan los 40 °C y se utilizan para calentar albercas y el agua de la ducha (Sordo, 2009).

*Tubos aleteados de hierro, cobre o aluminio*



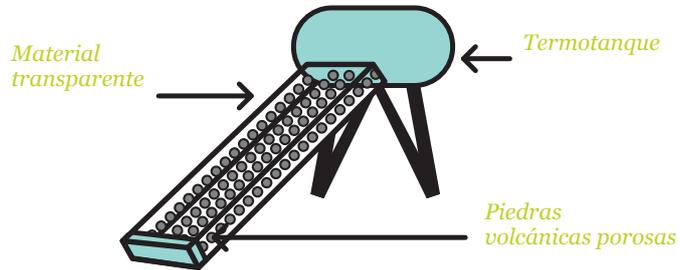
**Figura 10.4**  
Calentador plano con serpentín.

*Fuente: Elaboración propia de Peter H. Brailovsky y José A. Sordo.  
Nota: En el anexo se presenta el esquema de elaboración propia de los autores.*

- **Colector de tezontle:** utiliza piedras volcánicas porosas, como el tezontle negro, para calentar agua hasta los 60 °C. Alcanza índices de eficiencia de hasta el 58% y es una alternativa muy económica para el mercado de calentadores solares en México. Actualmente, se encuentra en desarrollo en el Centro de Desarrollo Tecnológico del Instituto Tecnológico Autónomo de México (ITAM) (Figura 10.5).

**Figura 10.5**  
Calentador solar de tezontle.

Fuente: Elaboración propia de Peter H. Brailovsky y José A. Sordo.  
Nota: En el anexo se presenta el esquema de elaboración propia de los autores.



- **Tubos evacuados:** son dos tubos de cristal de borosilicato separados por vacío y tienen un recubrimiento de nitrato de aluminio en el tubo interior como material receptor (ANES, 2006) (Figuras 10.6 A y 10.6 B). Alcanzan temperaturas de 80 °C y representan un ahorro comprobado de hasta 60% del consumo de gas en el hogar.

**Figura 10.6 A**  
Calentador solar evacuado

**Figura 10.6 B**  
Detalle tubo evacuado

Fuente: Elaboración propia de Peter H. Brailovsky y José A. Sordo (10.6 A) y Thermosol, 2008 (10.6 B).  
Nota: En el anexo se presenta el esquema de elaboración propia de los autores.



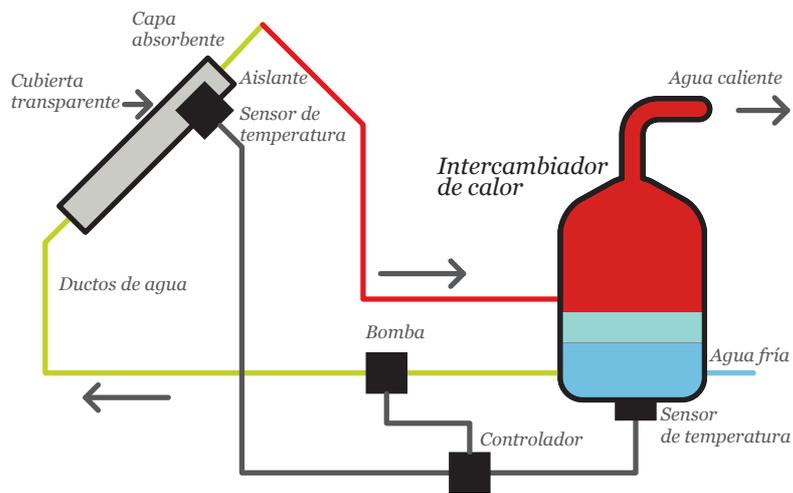
### Colectores activos

Utilizan dispositivos mecánicos como bombas, seguidores solares, electroválvulas, entre otros. Se dividen en los de colector fijo y los de colector móvil de enfoque.

#### Colector fijo

El colector está en una posición fija a lo largo del año y del día. Pueden ser de dos tipos:

- **Panel plano:** tiene los mismos componentes y características de funcionamiento que los colectores planos por convección natural; sin embargo, este tipo de dispositivos utiliza bombas o ventiladores para forzar la circulación del fluido de transferencia (agua, aceite o aire). Cuando se usa aceite o agua a los que se les agregan refrigerantes como fluidos de transferencia, es necesario mantener un sistema cerrado y utilizar un intercambiador de calor para transferir la energía para su uso final (Figura 10.7).



**Figura 10.7**  
Sistema activo de colector plano.

Fuente: Elaboración propia de Peter H. Brailovsky.

- **Estanque solar:** consiste en un cuerpo de agua natural o artificial de baja profundidad con un alto contenido de sales, que forma una capa de agua no convectiva; esta capa se forma por el aumento de la densidad que ejercen las sales sobre el agua. Ya que el agua caliente no puede fluir de forma convectiva hacia la superficie, queda atrapada en el fondo y alcanza temperaturas cercanas a los 90 °C. Esta tecnología se desarrolló en Israel y es 20 veces más económica que la de los colectores planos (Covantes, 1989).

### Colector móvil de enfoque

Utiliza superficies reflejantes o de lentes fresnel para concentrar la radiación solar captada sobre una menor área de absorción (Covantes, 1989).

Este tipo de dispositivo tiene mecanismos con operación, manual o automáticamente por servomotores o motores a pasos, con un sistema de control operado por sensores de luz o por medio de la actualización de algún modelo matemático como el siguiente (Almanza et al, 2003):

$$\delta = \left[ 23.45 * \sin \left( \frac{360(284+N)}{365} \right) \right] - \phi$$

donde  $\delta$  es la declinación solar en cada día del año con respecto a la latitud,  $\phi$  es la latitud (con signo positivo al norte del ecuador) y N es el día juliano del año, donde N=1 es el primero de enero.

En este modelo, la orientación óptima del colector está dada por  $\delta$ ; sin embargo, este tipo de orientación sólo sigue al sol en su trayectoria cenital. Un mecanismo de seguimiento solar incrementa 30% la energía producida por un sistema que opera con radiación difusa y directa, y representa un incremento del 25% en el costo total del sistema (Carmona, 2005). Cualquier dispositivo solar de concentración sólo puede aprovechar la radiación solar directa; por lo tanto, es fundamental que cuente con un mecanismo de seguimiento del sol. El movimiento que pueden tener los colectores de enfoque se clasifica de acuerdo con el número de ejes que tengan:

- **Seguimiento sobre un eje:** siguen al sol acimutalmente y concentran hasta 50 veces la energía en un punto. Se utilizan en las plantas termosolares de canales parabólicos, que son concentradoras de mediana temperatura (350 °C) (Covantes, 1989).
- **Seguimiento sobre dos ejes:** siguen al sol acimutal y cenitalmente y concentran hasta mil veces la energía en un punto. Se utilizan en plantas de disco parabólico o paraboloides y en los heliostatos de las plantas termosolares de torre central que concentran alta temperatura (2,000 °C) (Covantes, 1989).

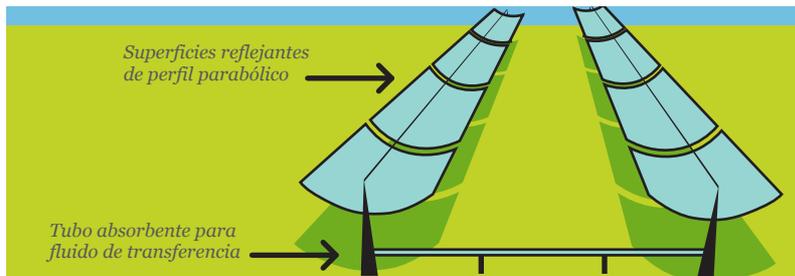
### 10.2.3 Plantas termosolares

También conocidas como plantas helioeléctricas, se encargan de transformar la energía solar en energía eléctrica. Este proceso se lleva a cabo mediante la recepción y la captación de la radiación solar en una caldera. Posteriormente, de forma directa o indirecta (a través de un intercambiador de calor), el agua o un elemento orgánico (isobutano, isopentano) se evapora, se calienta y se introduce a presión dentro de una turbina de ciclo Rankine (excepto la de disco parabólico), cuyo eje se conecta a un generador electromagnético. La energía eléctrica sale del generador a un voltaje

bajo, se envía a un transformador para elevar su voltaje y después a una subestación eléctrica que se encargue de distribuirla. Los tipos de plantas termosolares y sus características se muestran a continuación:

### **Canal parabólico**

Tienen seguimiento sobre un eje y consisten en estructuras metálicas alargadas en las que se instalan superficies reflejantes de perfil parabólico (en forma de luna creciente) que se encargan de concentrar la radiación solar directa en un foco. Tienen un tubo oscuro absorbente por el que pasa el fluido de transferencia (bifenil-difenil óxido o aceites que no contaminan, de acuerdo con los estándares de Estados Unidos), como se aprecia en la Figura 10.8 (IEA, 2003). Es la tecnología termosolar más madura; sin embargo, el éxito de las plantas de torre central la está desplazando rápidamente. La compañía israelí Luz International Ltd. instaló nueve plantas de este tipo en el desierto de Mojave, California, con una capacidad de 354 MW. Ocho de las plantas operan de forma híbrida, con un apoyo máximo del 25% de gas natural, y la otra utiliza un sistema de almacenamiento térmico (IEA, 2003).



**Figura 10.8**  
Planta de canales parabólicos.

Fuente: Energisol NG, 2009.

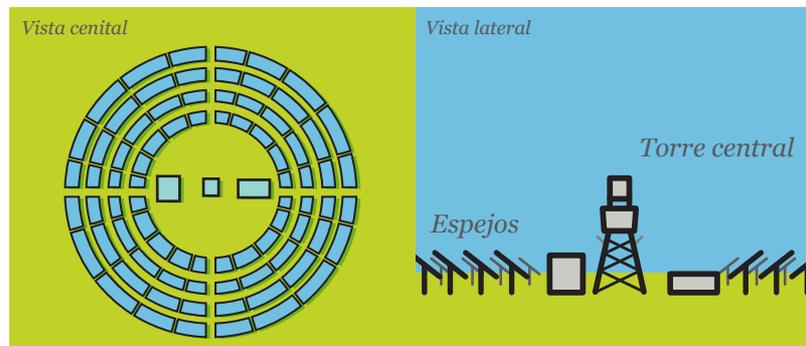
### **Torre central o receptor central**

Tienen seguimiento sobre dos ejes y consisten en una estructura fija de acero o de concreto armado en forma de torre, en cuya cúspide se encuentra el receptor que transfiere la energía al fluido de transferencia. Una serie de espejos o heliostatos móviles se distribuye radialmente alrededor de la torre y se orienta para proyectar la radiación solar directa hacia el receptor (Figura 10.9). Son las plantas termosolares con mayor factor de planta (Tabla 10.1), puesto que se les ha adaptado con éxito un sistema de almacenamiento térmico de sales fundidas. Esto permite sobrepasar

la limitación que supone la intermitencia solar y generar electricidad a una tasa constante y con una turbina más pequeña.

**Figura 10.9**  
Planta de torre central.

Fuente: Bitdrain, 2009.

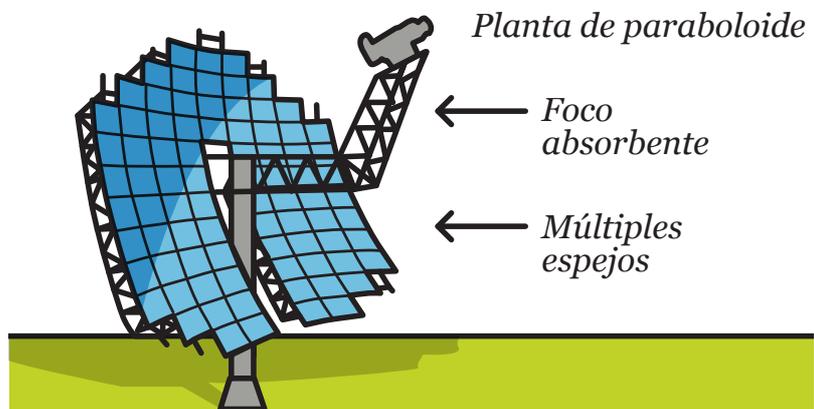


### Disco parabólico, plato o paraboloide

Tiene seguimiento sobre dos ejes y consiste en una estructura similar a la de las antenas parabólicas; sin embargo, el paraboloide se encuentra formado por múltiples espejos que concentran la energía en el foco absorbente, donde se encuentra un motor Stirling para la generación eléctrica (Figura 10.10). Con respecto a las dos anteriores, tienen la ventaja de que no requieren terrenos tan amplios y pueden instalarse en zonas sin conexión a la red. Actualmente, son las que tienen un mayor costo por kW instalado, y todavía no existen plantas comerciales que utilicen esta tecnología. Su eficiencia pico es la más alta de todas las tecnologías termosolares (Tabla 10.1).

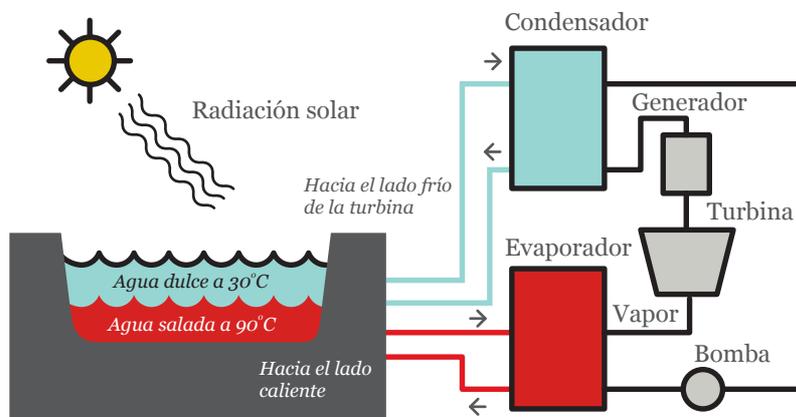
**Figura 10.10**  
Planta de paraboloide.

Fuente: Solúcar, 2007.



### Estanque solar

Estas plantas alcanzan temperaturas cercanas a los 90 °C y su construcción es económica. Por medio de una serie de intercambiadores de calor, los fluidos orgánicos con un bajo punto de evaporación son sobrecalentados por la capa de agua caliente en el fondo del estanque solar. Luego, el vapor sobrecalentado se introduce en una turbina de baja presión y se genera electricidad. El vapor excedente que sale de la turbina es condensado en torres de enfriamiento o en un sumidero (capa superior del estanque) y se bombea de regreso hacia el intercambiador de calor (Figura 10.11). Este tipo de tecnología prácticamente no se ha aprovechado para la generación de energía eléctrica, dado que las turbinas de baja temperatura para el ciclo Rankine se volvieron a producir en 1973. Poseen una eficiencia de transformación de energía solar a eléctrica del 20% y son aptas para instalarse en regiones ubicadas entre los  $\pm 40^\circ$  de latitud, sin pérdidas significativas de eficiencia. No obstante, es preferible su instalación cerca de minas de sal o en zonas costeras (Covantes, 1989).



**Figura 10.11**  
Planta de estanque solar.

Fuente: Elaboración propia de Peter H. Brailovsky.

### Híbridas

Son toda combinación de las plantas anteriores con plantas termoeléctricas convencionales o plantas de ciclo combinado (turbina de gas y vapor de agua). Aumentan la capacidad de suministro y aprovechan la infraestructura existente en localidades con una alta irradiación solar. Las plantas de torre central pueden convertirse en híbridas con plantas combinadas de gas natural, de carbón y petróleo, que se queman por medio del ciclo Ran-

kiné (IEA, 2003). En México ya se construye la planta de ciclo combinado solar Agua Prieta II, en Sonora, que contará con un campo solar de 25 MW (Torres y Gómez, 2006).

**Tabla 10.1**  
Eficiencia pico y factor de planta anual por tipo de planta termosolar.

Fuente: IEA, 2003.

	Canales parabólicos	Torre central	Disco parabólico
Eficiencia pico	25%	23%	29%
Factor de planta anual (sin y con almacenamiento térmico)	24%	25%-60%	25%

Una planta termosolar requiere alrededor de 3,561 m<sup>2</sup>/GWh generado –ligeramente menor a lo que requiere una carboeléctrica, incluido el terreno para las minas–.

Existen otros tipos de plantas termosolares, como las chimeneas solares. Un ejemplo es la planta de 50 kW de Manzanares, España, construida en 1981, que ocupa un área de captación con un diámetro de 240 metros y una chimenea de 195 metros de altura. Estas plantas operan mediante el calentamiento de aire en una base plana cubierta de vidrio o plástico, que posteriormente hace girar una turbina de aire en la base de la chimenea. Son muy ineficientes (1.3%) y ocupan mucho espacio (100 MW requerirían un área de captación de 3.6 kilómetros de diámetro y una chimenea de 950 metros) (Boyle, 2004).

## 10.3

### La energía útil generada por sistemas termosolares

La energía termosolar y la geotérmica comparten muchas similitudes en cuanto a sus usos o aplicaciones, puesto que, independientemente de la fuente generadora, ambas trabajan con energía térmica. El calor puede generarse de las siguientes maneras:

---

### ***Calor de proceso a baja temperatura (menos de 100 °C)***

Es el generado por todos los dispositivos planos (excepto algunos de tubos evacuados) de tipo pasivo y activo. Se utiliza en los siguientes sectores:

- **Doméstico:** para calentar agua (de uso residencial y en albercas) y para calefacción hidrónica o climatización de viviendas.
- **Agricultura:** para acuicultura, invernaderos y silos; ayuda a controlar la temperatura y permite el secado económico de granos (café y cereales), frutas, verduras y tabaco sin contaminación de los productos (Covantes, 1989).
- **Industrial:** para estaciones termales y balnearios, bombas de calor para precalentadores de fluidos y para acondicionar naves industriales o comerciales (Gutiérrez, 2001).

### ***Calor de proceso a mediana temperatura (entre 100 °C y 350 °C)***

Se genera en los sistemas de tubos evacuados y en los dispositivos de concentración de un eje (canales parabólicos). Se utiliza en los siguientes sectores:

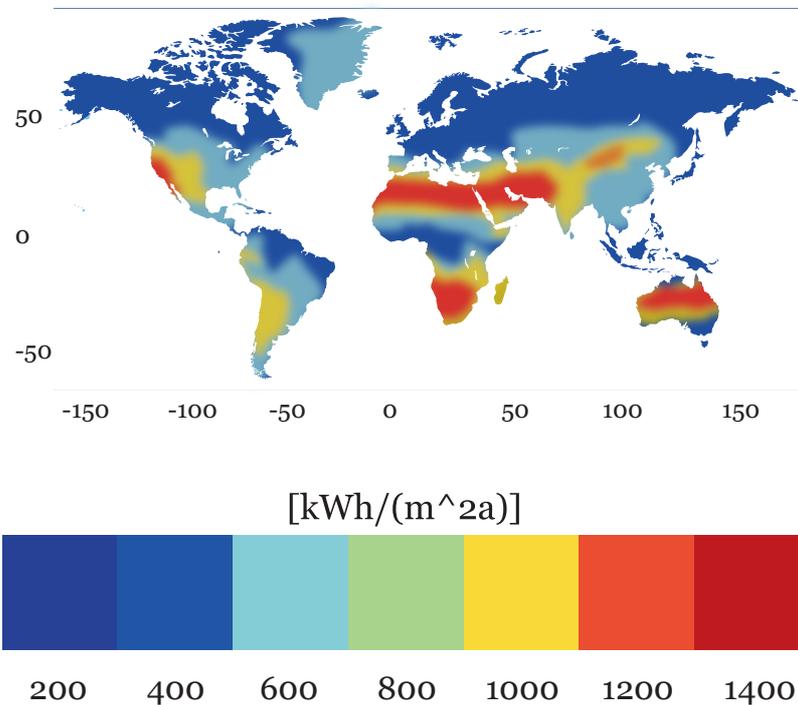
- **Doméstico:** para sistemas de refrigeración por absorción (la energía térmica del sol ayuda a separar el agua del amoníaco para que vuelva a empezar el ciclo de absorción) y por compresión (alimentación del compresor con la energía solar); para estufas solares de concentración (piramidal, parabólico y colector plano), y para microgeneración de electricidad en zonas rurales no conectadas a la red (Covantes, 1989).
- **Agricultura:** para secado de maderas, generación eléctrica, bombeo de agua, etcétera.
- **Industrial:** para refrigeración (las pesquerías en México son un nicho importante para este tipo de aplicaciones) (Covantes, 1989), curado de concreto, pasteurización de leche, producción de CO<sub>2</sub>, extracción de sales, destilación (evaporación y condensación de agua) y esterilización de instrumentos médicos, soluciones, lácteos, agua tratada, etcétera (al aumentar su temperatura por arriba de los 90 °C, pues a esta temperatura las bacterias y larvas no pueden sobrevivir) (Sacchi y Testard, 1971).

### ***Calor de proceso a alta temperatura (entre 350 °C y 2000 °C)***

Se genera en los sistemas concentradores de dos ejes, en particular los de torre o receptor central. Se utiliza principalmente en el sector industrial, en hornos de fundición, así como para la generación de energía mecánica y de electricidad.

## 10.4 Consumo actual y potencial de la energía termosolar en el mundo y en México

El consumo potencial de la energía termosolar en el mundo depende directamente de los niveles de irradiación promedio en la superficie terrestre. La Figura 10.12 muestra los niveles de irradiación directa en el mundo, que señalan el potencial de energía solar de concentración:



**Figura 10.12**  
Heatmap de irradiación solar  
directa mundial.

Fuente: IEA, 2003.

Claramente, el norte de México cuenta con niveles envidiables de irradiación solar directa, muy superiores a los europeos, donde ya se utiliza la tecnología termosolar.

---

## 10.5 Limitaciones y ventajas de la tecnología termosolar

### 10.5.1 Intermitencia, baja concentración de la radiación solar y sistemas de almacenamiento

La radiación solar está sujeta al ciclo estacional, al ciclo del día y la noche, y a fenómenos naturales como la lluvia y la nubosidad; todo esto la convierte en una energía intermitente (no se puede contar con ella todo el tiempo y su intensidad es variable). Para el caso de las plantas termosolares, esto sólo representa problemas en los sistemas no conectados a la red. Sin embargo, con la inclusión de los nuevos y probados sistemas de almacenamiento térmico con sales fundidas (sal común o, con una mayor eficiencia, sal de nitratos) o con metales fundidos como el sodio (Na), este problema se está resolviendo. Las plantas de estanque solar, gracias a la capa de salmuera no convectiva y a la capa de agua convectiva superior, tienen la posibilidad de almacenar y aislar el agua caliente durante varios días sin que les afecte la intermitencia. Las plantas conectadas a la red pueden entregar la energía generada en forma variable y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) sólo tiene que regular el sistema abriendo o cerrando parcialmente las compuertas de las grandes hidroeléctricas (funcionan como un inventario o buffer de energía).

Para sistemas de calentamiento de agua residencial, la operación de sistemas híbridos con los calentadores tradicionales de gas o eléctricos, ya instalados en las residencias, resuelve el problema de intermitencia; incluso, algunas soluciones de almacenamiento térmico pueden funcionar por 12 horas y ya se desarrollan nuevas de 16 horas.

La cantidad de energía por unidad de área que irradia el sol tiene una baja concentración que obliga a los sistemas a tener buenos aislamientos térmicos (como el aire, el vacío, la fibra de vidrio y la espuma de poliuretano) que faciliten el almacenamiento de la energía hasta que ésta alcance niveles útiles. En el caso de los sistemas para la generación de electricidad o de energía mecánica, es necesario concentrar la radiación solar para solucionar este problema. Los sistemas de almacenamiento incrementan la capacidad de suministro y comercialización de las plantas solares, lo que satisface la demanda eléctrica y disminuir los costos de instalación de los

sistemas al utilizar turbinas más pequeñas (IEA, 2003). Existen dos formas de almacenamiento térmico:

- **Calor sensible:** almacena energía con aumento de temperatura. La planta demostrativa en el desierto de Mojave, California, de nombre Solar Two, con sus 10 MW de tipo torre central, probó con éxito el uso de sales fundidas como almacén térmico con capacidad de doce horas. La planta comercial española Solar Tres de 15 MW también utiliza este sistema (IEA, 2003).
- **Calor latente:** almacena energía sin aumento de temperatura debido a la entalpía de los cambios de fase.

Los sistemas de almacenamiento térmico para plantas de paraboloide se encuentran en desarrollo. Actualmente, se les han instalado sistemas de almacenamiento eléctrico por medio de capacitores (baterías), lo cual resulta muy costoso.

### 10.5.2 Eficiencia energética de los sistemas distribuidos y locales

Una gran ventaja de los sistemas termosolares es que la fuente de energía se puede aprovechar in situ; esto permite contar con instalaciones distribuidas en las zonas geográficas donde la red eléctrica nacional aún no haya llegado o donde la infraestructura carretera dificulta el transporte de combustibles fósiles para su generación tradicional. La distribución de los sistemas generadores de energía eléctrica minimiza los costos asociados a su transmisión.

A pesar de que las plantas termoeléctricas y los sistemas de calentamiento de agua residencial basados en la combustión de productos fósiles tienen una mayor eficiencia energética promedio (cercana al 75%) que los sistemas termosolares (eficiencias promedio del 25% para plantas termosolares y del 40% para colectores planos), la energía del sol es gratuita y los costos asociados a la instalación y generación de plantas termosolares cada vez son más competitivos con los de la generación tradicional y con otras fuentes de energía renovable.

### 10.5.3 Madurez de diferentes sistemas y dispositivos

Los sistemas pasivos de captación estructural, a pesar de que no son promovidos lo suficiente, están en un periodo de maduración debido a que

antes de la invención de la energía eléctrica, en 1831, eran la base de los diseños de iluminación de interiores (patios interiores en haciendas y edificios coloniales en México), de ventilación y de control de temperatura (techos altos en zonas calurosas).

Los colectores solares planos también se encuentran bien posicionados en México y en el mundo. Se trata de una industria con una tasa de crecimiento anual del 18.3% en México, a 2008, y existen cerca de 50 compañías que fabrican, importan y comercializan estas tecnologías, algunas desde hace medio siglo (Sordo, 2009).

Las plantas solares de paraboloide todavía se encuentran en proceso de desarrollo y de instalación de plantas piloto (40 MW hasta 2005, pero con una tasa de crecimiento anual del 40% para sistemas no conectados a la red). El caso de las plantas de canales parabólicos es muy diferente, puesto que ya se cuenta con plantas comerciales y demostrativas que sumaban una capacidad mundial de 650 MW hasta 2005, con una tasa de crecimiento anual del 20%. De forma similar, aunque con menos madurez por sus costos de instalación, se encuentran las plantas de torre solar que cuentan con instalaciones comerciales y demostrativas en Estados Unidos, España, Japón, Rusia, Alemania y Francia, que sumaban una capacidad mundial de 135 MW en 2005. Se espera llegar a los 4,000 MW para 2020, con una tasa de crecimiento anual del 25% (Tabla 10.2). En el mundo existen 25 compañías que diseñan, venden y operan este tipo de plantas (IEA, 2003).

	2002	2005	2010	2020
Canales parabólicos	354	650	1,600	10,050
Torre central	25	135	410	3,850
Disco parabólico	1	40	215	6,250

**Tabla 10.2**  
Capacidades instaladas, planeadas y pronosticadas por tipo de planta termosolar, unidades en MW eléctricos.

Fuente: IEA, 2003.

Se han desarrollado algunos materiales con mejores propiedades térmicas, ópticas y de resistencia química, entre los que figuran el policarbonato, la fibra de vidrio y los selladores de neopreno; sin embargo, la ciencia y la ingeniería necesitan seguir estudiando y elaborando nuevos materiales con mejores propiedades (Tabla 10.3) para aumentar la eficiencia de los sistemas termosolares y reducir sus costos y los de sus componentes (heliostatos de torre central, sales de nitrato, tuberías de acero inoxidable, entre otros).

Contenedor transparente	Materiales	Nivel óptimo	Cuerpo negro	Materiales	Nivel óptimo
Propiedades	Reflexión	Bajo	Propiedades	Absorbencia	Alto
	Transparencia	Alto		Capacidad térmica específica	Bajo
	Resistencia a la intemperie	Alto		Costo	Bajo
	Capacidad de aislamiento térmico	Alto			
	Resistencia a choques térmicos	Alto			
	Resistencia a la temperatura	>°C			
	Permeabilidad	Alto			
	Resistencia química fluvial	Alto			
	Crecimiento de bacterias y algas	Bajo			
	Costo	Bajo			

**Tabla 10.3**

Propiedades de contenedor transparente y cuerpo negro con niveles óptimos

## 10.6 Oportunidades para México

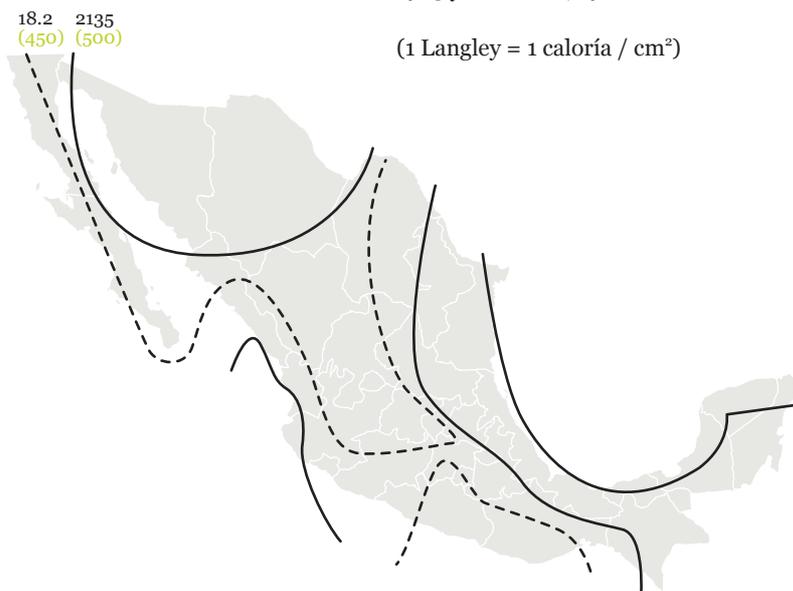
### 10.6.1 Situación geográfica y cantidad de energía recibida

México se encuentra geográficamente entre los 14° y 33° de latitud septentrional (Sánchez N.,2008). Esto resulta ideal para el aprovechamiento de la energía solar, ya que la irradiación global media en el territorio nacional es de alrededor de 5kWh/m<sup>2</sup>-día, colocando al país en los primeros lugares a nivel mundial. La irradiación promedio cambia a lo largo de la República y depende también del mes en cuestión, descendiendo ligeramente por debajo de 3kWh/m<sup>2</sup>-día y pudiendo alcanzar valores superiores a 8.5kWh/m<sup>2</sup>-día (ver Anexo 10.1). En la Figura 13 se muestra el promedio anual de irradiación global diaria en MJ/m<sup>2</sup> (Almanza R. et al; 2003).

Los números entre paréntesis con langleyes durante el día

\* Los valores marcados sobre EUA se tomaron de las referencias Bennet, 1965 y Hulstrom, 1981

(1 Langley = 1 caloría / cm<sup>2</sup>)



**Figura 10.13**  
Promedio anual de irradiación global diaria en MJ/m<sup>2</sup>.

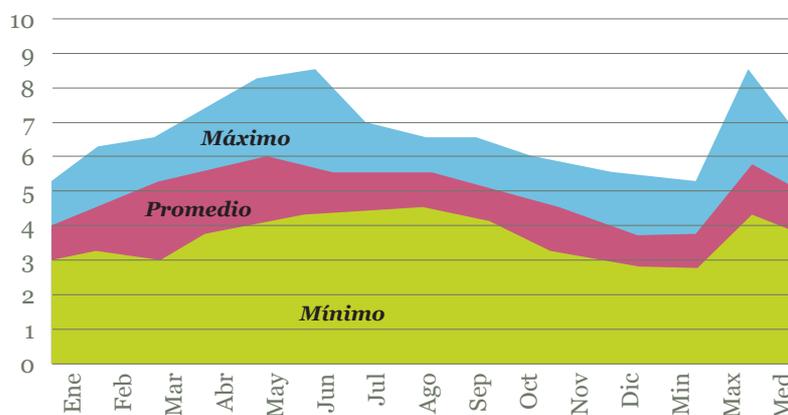
Los valores promedio de irradiación global por mes para la República Mexicana se aprecian en la Tabla 4, mientras que el rango de irradiación mensual en México se puede observar en la Figura 14.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Min	Max	Med
Mínimo	3.1	3.3	3.1	3.8	4.1	4.4	4.5	4.5	4.1	3.5	3.1	2.8	2.8	4.5	3.7
Máximo	5.4	6.3	6.6	7.5	8.3	8.6	7	6.6	6.7	6	5.7	5.6	5.4	8.6	6.7
Promedio	4.1	4.7	5.3	5.7	5.9	5.6	5.6	5.5	5.1	4.7	4.3	3.8	3.8	5.9	5

**Tabla 10.4**  
Fuente: CONUEE, 2008.

**Figura 10.14**  
Rango de irradiación mensual en México.

Fuente: CONUEE, 2008.



La distribución de la insolación (período en que la radiación solar calienta la superficie terrestre) en el país debe contemplar la cantidad promedio de días despejados y nublados para cada región. El noroeste y norte (estados de Sonora, Chihuahua y Baja California) presentan la mayor insolación; ésta se reduce hacia el altiplano y más aún en el sureste y en la costa del golfo de México (por la gran cantidad de días nublados) (Ayllon y Chávez, 1992).

### 10.6.2 Tecnología apropiada para la capacidad industrial del país

La industria nacional podría fabricar la mayoría de los componentes de los sistemas termosolares, ya que hay muchas compañías que producen y trabajan hierro, acero, aluminio, cobre, vidrio, plásticos o polímeros (policarbonato), acrílico con aluminio, espejos, concreto, fluidos orgánicos y sales (minas o salinas). La manufactura de los sistemas termosolares no requiere procesos tan precisos como la industria fotovoltaica ni un grado de automatización de procesos con el que no cuenta el país. Los componentes más especializados, que en un principio se tendrían que importar, son los servomotores, motores a pasos, heliostatos y lentes concentradores fresnel.

### 10.6.3 Leyes que fomentan el uso de energías renovables

Existen diversas reglamentaciones que regulan y fomentan el uso de energías renovables en México. Por ejemplo, la Ley para el Aprovechamiento de

---

las Fuentes Renovables de Energía (LAFRE) de la Secretaría de Energía (SENER) (Mata, 2005) busca complementar la legislación existente para establecer las condiciones de generación de energía eléctrica por paraestatales y particulares a partir de fuentes renovables, así como el aprovechamiento térmico de la energía solar y la geotérmica o el bombeo con energía eólica, entre otras. Por otra parte, el Contrato de Interconexión para Fuentes de Energía Renovable (IEA, 2009) de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) fija los requerimientos, los términos y las condiciones para la interconexión de las fuentes de energía renovable con la red eléctrica nacional, aplicable para fuentes intermitentes de energía (como puede ser la energía solar) en instalaciones con capacidades de almacenamiento menores a las que necesitaría de forma autónoma. Así, la energía sobrante puede enviarse a la red y usarse posteriormente cuando se necesite. La SEMARNAT y la Secretaría de Hacienda cuentan con un programa para la depreciación acelerada de inversiones que reporten beneficios ambientales (IEA, 2009).

Asimismo, existen programas diseñados específicamente para el uso de la energía solar. El Programa de Promoción y Venta de Calentadores Solares Orientado al Sector Residencial en México (2005), de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE), busca “promover la venta de calentadores solares de agua en el sector doméstico en México, mostrando que es una opción viable para contar con agua caliente en los hogares mexicanos, que disminuyen la contaminación ambiental y ayudan a preservar los recursos naturales como el gas” (CONUEE, 2005). Con el Programa se busca la venta e instalación de calentadores solares y se da seguimiento a los ahorros de gas por parte de los participantes. Se ofrece una garantía de funcionamiento, que incluye uno, tres y cinco años por instalación, defectos de fabricación y vida útil, respectivamente.

Actualmente, se cuenta con el Programa de Promoción de Calentadores de Agua en México 2007-2012, PROCASOL (SENER, 2009) para los sectores residencial, comercial, industrial y agrícola, con el objetivo de que, para 2012, México cuente con 1.8 millones de metros cuadrados de calentadores de agua instalados. Aunado a ello, el apoyo del Banco Mundial ha permitido al Gobierno Federal la instrumentación del proyecto “Servicios Integrales de Energía” para fomentar la electrificación rural con fuentes renovables, principalmente de energía solar (SENER, 2008).

También hay apoyos desde el extranjero. En el proyecto “Mexico Renewable Energy Program” (Programa de Energía Renovable para México) (IEA, 2009) Sandia National Laboratories (SNL), –con la colaboración de la Oficina

de Tecnologías Solares del Departamento de Energía de Estados Unidos y la Agencia de Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID)– busca promover el uso de fuentes renovables de energía en México en aplicaciones fuera de la red, en sistemas pequeños que aprovechen la energía solar y eólica.

También hay normas oficiales en México dirigidas al aprovechamiento de la energía termosolar. En septiembre de 2006 se publicó la norma PROY-NMX-ES-002-NORMEX-2006, en la que se definen los términos y el lenguaje que se utilizará en diversas normas que regularán la energía termosolar, así como las técnicas estándar para medir la irradiación y cuáles son los distintos tipos de sistemas de calentamiento solar y de colectores solares (NORMEX, 2006). En octubre de 2005, se publicó la norma NMX-ES-001-NORMEX-2005, “Energía solar–Rendimiento térmico y funcionalidad de colectores solares para calentamiento de agua–Métodos de prueba y etiquetado”, en la que se establece el procedimiento que se debe seguir para poder determinar el rendimiento térmico de los colectores solares, con el objetivo de utilizar la radiación solar como fuente alternativa de energía (NORMEX, 2005). En febrero de 2009, se publicó la Norma Técnica de Competencia Laboral (NTCL) NUSIM005.01, “Instalación del sistema de calentamiento solar de agua”, para regular la evaluación y certificación de los instaladores de calentadores solares de agua (SENER, 2009).

## 10.7 Principales barreras para su uso masivo

### 10.7.1 Falta de leyes reglamentarias y normas

Existe la reglamentación referente a calentadores solares de agua, particularmente en el sector residencial; sin embargo, hace falta un marco más general para regular la utilización de la energía termosolar en gran escala. Se deben generar los incentivos y el marco regulatorio necesarios para fomentar la inversión privada en esta industria, de manera que la sociedad pueda recolectar los frutos tanto del suministro de energía y como de una generación más limpia.

## 10.7.2 Desconocimiento social de sus beneficios

El desconocimiento por parte de los tomadores de decisiones del estado de desarrollo, de los costos y beneficios de estas tecnologías ha limitado su uso masivo, quedando restringidas a una escala pequeña. Una buena parte de la población tampoco está consciente de los ahorros en energía y de dinero que representa, por ejemplo, un calentador solar, razón por la que se dificulta la penetración de la tecnología en el mercado.

Por otra parte, los beneficios ambientales son difíciles de percibir. La reducción de emisiones de GEI en el ámbito local tiene un efecto muy difícil de apreciar a escala global, pues solamente la acumulación de reducciones en distintas partes del mundo y durante un largo período es el fenómeno que reporta un resultado a nivel global. Sin embargo, es posible que, luego de celebrarse la reunión sobre cambio climático en Cancún, el valor de la reducción de emisiones de GEI sea expresado en términos económicos, gracias a mecanismos eficientes como los bonos de carbono. Así, la sociedad podrá observar el beneficio real de generar energía con base en fuentes renovables. En la Tabla 10.4 se muestran las emisiones de bióxido de carbono por kWh generado según la fuente utilizada:

Sistemas convencionales		Sistemas renovables	
Sistema	g-CO <sub>2</sub> /kWh	Sistema	g-CO <sub>2</sub> /kWh
Carbón	975.3	Viento	9.7-123.7
Petróleo	742.1	Fotovoltaico	53.4-250
Gas natural	607.6	Biomasa	35-178
Nuclear	24.2	Termosolar	13.6-202
-	-	Hidráulica	3.7-237

**Tabla 10.5**  
Emisiones de bióxido de carbono por kWh generado por fuente: comparación de análisis LCE (Life cycle engineering) (g-CO<sub>2</sub>/kWh) de distintas fuentes de energía.

Fuente: Varun, 2009.

Los diversos tipos de energía termosolar ofrecen reducciones mayores o menores en las emisiones de bióxido de carbono. Esto depende tanto del tipo de tecnología utilizada como de la eficiencia del equipo utilizado, como se puede apreciar en la Tabla 10.5.

**Tabla 10.6**  
Emisiones de bióxido de carbono por kWh generado por fuentes termosolares.

Fuente: Varun, 2009.

Año	Ubicación	Tipo	Tiempo de vida (años)	Potencia (MW)	g-CO <sub>2</sub> /kWh
2006	Italia	Paraboloide (plato)	30	1	13.6
2006	España	Torre central	25	17	202
2006	España	Canal parabólico	25	50	196
1990	Estados Unidos	Receptor central	30	100	43

Otro de los beneficios sociales que ofrece la tecnología termosolar es que proporciona energía a comunidades o regiones que carecen de energía eléctrica. Además, genera empleos en esas regiones, así como en otras partes de la República. Por esta razón, es fundamental la creación y el apoyo de programas de concientización de la sociedad y de información sobre los beneficios de las fuentes de energía renovable. Los buenos programas, como PROCASOL, requieren una gran difusión para que la sociedad se familiarice con ellos.

### 10.7.3 Inexistencia de mecanismos de financiamiento apropiados

Por su ubicación geográfica, México tiene una gran ventaja en cuanto a la recuperación de la inversión en energía termosolar. En el norte de Europa, el tiempo requerido para recuperar la inversión en colectores solares generalmente supera los 10 años y puede incluso llegar hasta los 30 años (Boyle, 2004). En México, en cambio, las aplicaciones de energía termosolar pueden dejar un saldo económico positivo en un período de entre cinco y 10 años. La mayoría de las aplicaciones son viables económicamente si se consideran los beneficios obtenidos durante su vida útil, es decir, en el largo plazo. A pesar de esto, la mayoría de la población mexicana carece de los recursos para realizar la inversión necesaria; se requieren mecanismos de financiamiento en México para poder eliminar esta barrera. Por ahora, únicamente se cuenta con esquemas de depreciación acelerada que si bien ayudan a disminuir la inversión inicial, no solucionan el problema de la carencia de mecanismos de financiamiento.

---

## 10.8 Estrategias de instrumentación

### 10.8.1 Ciencia, tecnología e innovación

La tecnología termosolar está en una etapa de gran crecimiento y desarrollo. Por lo tanto, hace falta invertir en investigación para mejorar la eficiencia energética de los sistemas colectores de energía termosolar y reducir los costos de los diversos componentes, como los espejos, los heliostatos, los colectores y los generadores de energía eléctrica. Una disminución de los costos permitiría establecer campos generadores de energía que puedan competir directamente con las fuentes tradicionales (los combustibles fósiles), pero representando una gran mejora en términos ambientales y proporcionando seguridad energética al país.

Actualmente, estos campos requieren una gran extensión de terreno para colocar los espejos y tienen la desventaja, con respecto a la energía eólica, de que la superficie utilizada no puede usarse simultáneamente para otras actividades (como la agricultura). Por esto, las zonas desérticas al norte del país son un lugar ideal; sin embargo, se requiere inversión en líneas de transmisión para enviar la energía generada a la red de la CFE.

Otra área en la que hay mucho potencial de desarrollo es el almacenamiento de la energía térmica recolectada. El objetivo es mejorar los almacenadores de energía térmica para que funcionen hasta por 12 horas. De lograrlo, se podría utilizar la energía solar recolectada y almacenada a lo largo del día (Aitken, 2003) durante la noche y la mañana, lo que permitiría utilizar la energía solar para calentar el agua en las casas.

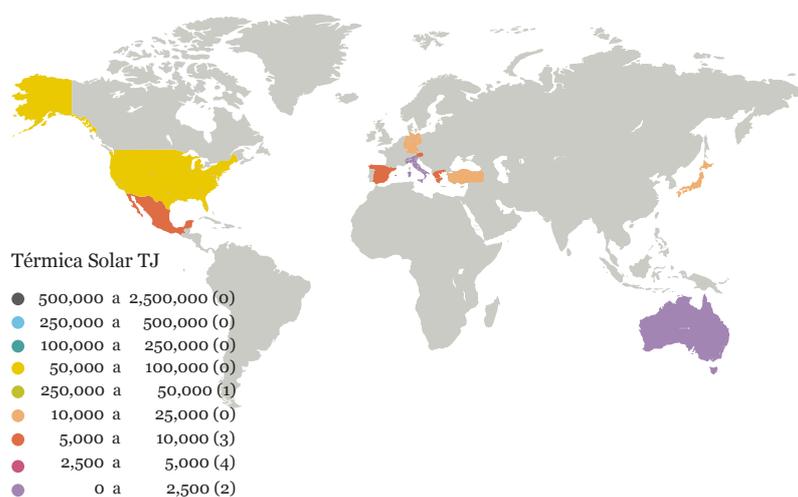
Asimismo, la implementación de técnicas eficientes de construcción permite el aprovechamiento de la energía termosolar para el calentamiento de los hogares a un costo muy bajo. Esto es de gran utilidad en regiones con climas extremos, como el norte del país, ya que mantiene fresco el interior de los edificios en época de calor y evita que el calor salga en época de frío (Boyle, 2004).

### 10.8.2 Fomento y desarrollo industrial

En cuanto al aprovechamiento de la energía termosolar en gran escala, actualmente está en desarrollo el proyecto 171 CC Agua Prieta II con campo

solar, a cargo de la CFE, en Sonora (SENER, 2008). El objetivo es que, para 2012, se cuente con una planta de ciclo combinado de gas natural (SENER, 2009) con capacidad bruta de 477 MW, con 25 MW térmicos generados por un sistema termosolar de canales parabólicos.

Por otra parte, México es uno de los líderes mundiales en generación de energía termosolar de pequeña escala, con más de 1 millón de metros cuadrados de colectores instalados y con una capacidad de generación total de más de 4.5 PJ por año. La posición de México en el mundo se puede observar en la Figura 10.16.



**Figura 10.15**  
Países con mayor producción de energía termosolar (TJ).

Fuente: SENER, 2008.

Para continuar aprovechando la energía termosolar hace falta impulsar programas centrados tanto en el sector residencial como en el industrial.

### 10.8.3 Políticas públicas

El diseño y aplicación de políticas públicas que tomen en cuenta la externalidad positiva que representa el aprovechamiento de la energía termosolar en los ámbitos económico, social y ambiental es un tema de gran relevancia en la actualidad. Del lado de la producción, se requieren incentivos –como las tarifas preferenciales para la incorporación de las plantas de generación de energía eléctrica a partir de energía termosolar a la red nacional, o los créditos fiscales para la generación– acompañados de mecanismos

---

de financiamiento, como pueden ser bonos, préstamos a tasas de interés preferenciales, créditos fiscales, exenciones de impuestos o el sistema de depreciación acelerada de la inversión. Estas medidas ayudarían a disminuir los costos de inversión y el tiempo de recuperación de la misma, lo que llevaría al sector privado a canalizar recursos hacia las energías renovables, y a la energía termosolar en particular. Otro camino sería el establecimiento de la obligación de generar un cierto porcentaje de la energía a partir de energías renovables específicas en los ámbitos municipal, estatal y federal. Sin embargo, es un mecanismo menos flexible y, por ende, requiere cuidado a la hora de fijar las metas para evitar que el costo de cumplirlas sea excesivo e incluso supere el beneficio agregado de contar con un porcentaje mayor de energías renovables.

En el ámbito internacional, los mecanismos descritos en el Protocolo de Kioto, que se espera sean ampliados en Cancún, ayudarán a reflejar la externalidad positiva en la forma de bonos de carbono, lo que proporcionará un gran incentivo a la inversión en tecnologías limpias.

En cuanto al sector residencial, las políticas públicas deben estar centradas en la difusión de los beneficios de los calentadores solares de agua y en programas de financiamiento. Las acciones específicas que se ha propuesto la SENER para fomentar el desarrollo de la energía solar en el país incluyen las siguientes (SENER, 2008):

- Establecer condiciones óptimas para la productividad y la competitividad de la industria de la energía solar, atrayendo inversiones y generando empleos formales y de calidad.
- Lograr la integración social, económica y tecnológica de las comunidades a los sistemas de energía solar, a fin de elevar el nivel de desarrollo de la población, además de promover y fomentar la capacitación para su uso.
- Utilizar preferentemente la energía eléctrica producida a partir de sistemas solares para el suministro de energía en zonas donde actualmente no llega el Sistema Eléctrico Nacional.
- Garantizar el cumplimiento de la normatividad ambiental en todas las etapas productivas de la industria de la energía solar.
- Evaluar, en una perspectiva de costo-beneficio, la construcción de infraestructura en materia de energía solar de gran escala.
- Publicar las disposiciones legales conforme a las cuales se deben llevar a cabo las actividades relacionadas con la industria y, en su caso, otorgar asesoría técnica.

## 10.9 Impacto socioeconómico y ambiental de su uso masivo

### 10.9.1 Mayor creación de empleos por unidad de energía útil generada

Diversos estudios llevados a cabo para conocer el efecto de la inversión en tecnologías de energía solar sobre el mercado laboral han concluido que la generación de empleos es mayor que con una inversión equivalente en tecnologías convencionales. Por ejemplo, un análisis del US Public Interest Research Group demuestra que una inversión que permita que la generación del 20% de la energía requerida por Estados Unidos sea a partir de fuentes renovables ayudaría a crear de tres a cinco veces más empleos que una inversión similar en combustibles fósiles (Aitken, 2003). Por su parte, el US Worldwatch Institute realizó un estudio que concluyó que una inversión en energía termosolar generaría entre 100% y 150% más empleos que si se utilizara carbón o energía nuclear. Esto ayuda a justificar la inversión pública en estas nuevas fuentes de energía, pues la creación de empleos a su vez aumenta la riqueza disponible para inversión y consumo, lo que produce un efecto multiplicador del gasto, al mismo tiempo que se reducen los costos marginales de generación eléctrica (Aitken, 2003).

### 10.9.2 Viabilidad económica de la incorporación de sistemas termosolares

El mayor problema de la tecnología solar es su costo, por lo que se requiere invertir en investigación y desarrollo para lograr avances tecnológicos que permitan reducirlos considerablemente (SENER, 2008). Sin embargo, la tecnología termosolar tiene una rentabilidad mucho mayor que la de los sistemas fotovoltaicos, de manera que incluso si el precio de los sistemas fotovoltaicos cayera a la mitad seguirían siendo más caros (por unidad de energía generada) que los sistemas solares térmicos. Hay que destacar que los sistemas son viables económicamente en un horizonte de planeación de cinco a 10 años, debido a la alta irradiación que hay en el país.

La Agencia Internacional de Energía (IEA) presentó un estudio sobre los costos de inversión y generación de distintas fuentes de energía renovable, proyectados a 2010 y basados en una tasa de descuento del 6% y con un período de amortización de la inversión de 15 a 25 años, con escenarios de bajo y alto costo. La información se resume en la Tabla 10.6.

	Inversión (bajo costo)	Inversión (alto costo)	Generación (bajo costo)	Generación (alto costo)
Minihidro	950	4500	0.2	0.8 - 0.13
Fotovoltaico	3000	4500	0.10 - 0.15	0.18 - 0.40
Termosolar	2000	4000	0.6 - 0.8	0.10 - 0.12
Biocombustibles	400	3000	0.2	0.8 - 0.12
Geotérmica	1000	3500	0.2 - 0.3	0.5 - 0.10
Eólica	700	1300	0.2 - 0.4	0.6 - 0.9

**Tabla 10.7**  
Costos de inversión y generación  
por fuente renovable  
(valores en dólares por kW).

Fuente: IEA, 2003.

Se puede apreciar que la energía termosolar presenta ventajas en cuanto a su costo con respecto a la tecnología solar fotovoltaica, aunque su grado de desarrollo, menor al de otras fuentes renovables, la vuelve más cara.

Otra ventaja es que se puede producir la energía útil en el sitio donde se va a consumir, con lo que se reducen los costos considerablemente. El transporte y la distribución de los energéticos secundarios, al igual que la transmisión y la distribución de la electricidad, siempre encarecen los costos y disminuyen la eficiencia global de los sistemas energéticos. Esto se puede evitar situando los campos de generación cerca de los centros de demanda, o bien, utilizando la energía termosolar en menor escala en el sector residencial con calentadores solares de agua.

## 10.10

### Conclusiones y recomendaciones

El uso de la energía termosolar se recomienda en zonas áridas o semiáridas con una irradiación promedio anual de 1,700 kWh/m<sup>2</sup> (IEA, 2003), en los estados de Sonora, Baja California, Chihuahua, Durango, Zacatecas, Coahuila, Sinaloa y Aguascalientes, principalmente.

Se recomienda la instalación de sistemas híbridos en las plantas termoeléctricas del país que se encuentran localizadas en sitios con las características de irradiación y clima antes mencionadas (norte del país). Las plantas más eficientes son las integradas de ciclo combinado y solar (con torre central o de canales parabólicos); se les puede instalar un sistema de almacenamiento térmico por sales fundidas o sal de nitratos fundidos (con 16 horas de almacenamiento) para aumentar la capacidad de suministro y el factor de planta (del 22% al 60%) y disminuir el tamaño de la turbina, así como reducir el porcentaje generado por la quema de combustibles fósiles (IEA, 2003).

La instalación de plantas de paraboloide es recomendable en zonas alejadas de la red eléctrica nacional, debido a que son más económicas que las de sistemas fotovoltaicos en aplicaciones de 10 kW hasta 10 MW (Gevorkian, 2007). Además, se aconseja la instalación de plantas termosolares de gran tamaño (de más de 400 MW) y cercanas entre ellas para reducir los costos de generación por concepto de mantenimiento y operación. La literatura especializada señala que, al duplicar el tamaño de la planta, se reduce el costo de capital entre 12% y 14% (IEA, 2003).

Asimismo, se debe buscar la instalación de plantas termosolares de estanque solar cerca de las minas de sal, de las salinas y de las zonas costeras, ya que el costo de estas plantas es muy bajo y tienen un gran potencial en nuestro país para la generación de energía eléctrica y para su aprovechamiento en aplicaciones directas de calor a temperaturas inferiores a los 90 °C.

Por último, es preciso promover más la compra e instalación de sistemas pasivos de colectores planos (de tezontle o evacuados por su costo y su eficiencia) y de captación estructural en el sector doméstico e industrial. También se deben establecer programas de desarrollo del campo que incluyan aplicaciones solares en la agricultura y en la acuicultura con el objetivo de fomentar su desarrollo a un bajo costo.

En general, hace falta modificar el marco legal y crear mecanismos de financiamiento con el objetivo de modificar los incentivos para favorecer la inversión privada en tecnologías renovables de generación. En el caso de México, la energía solar tiene un gran potencial desaprovechado, con los resultantes costos económicos y ambientales. Sin embargo, se espera que con la conferencia de las Naciones Unidas en Cancún el tema cobre mayor relevancia y surjan políticas públicas que incentiven el aprovechamiento de la energía termosolar.

---

Finalmente, la utilización de fuentes de energía termosolar debe maximizarse tomando en cuenta la ubicación privilegiada del país en términos de captación solar. La adecuada instrumentación de proyectos termosolares para proveer parte de la demanda base del sector eléctrico nacional puede ser un agente clave en la reducción de la huella de carbono asociada a la energía utilizada en México, con lo que se incrementaría la seguridad energética al basar la producción en un “combustible” inagotable y permanentemente disponible.

## Bibliografía

**Aitken, D. W., 2003.**

*White Paper on Transitioning to a Renewable Energy Future.*  
Freiburg: The International Solar Energy Society (ISES).

**Almanza, R., Callejas, O. y Correa, G., 2003.**

*Ingeniería de la energía solar II.* México: Instituto de Ingeniería – UNAM.

**ANES, Asociación Nacional de Energía Solar, 2006.**

*Notas del curso: Calentamiento Solar de Agua.* México: ANES.

**ANES, Asociación Nacional de Energía Solar, 2007.**

*Boletín solar. Revista Solar Asociación Nacional de Energía Solar,* febrero, 2007.

**Ayllon, T. y Chávez, M.T., 1992.**

*México: sus recursos naturales y su población.* México: Limusa.

**Bitdrain, 2009.**

*Semillas de esperanza opositando al pensamiento.* Bitdrain.  
<http://bitdrain.wordpress.com/2009/07/08/europa-y-la-energia-termsolar-en-el-norte-de-africa-y-sahara/>. Fecha de consulta: 9 diciembre, 2009.

**Boyle, G., 2004.**

*Renewable Energy: Power for a Sustainable Future.* New York: Oxford University Press.

**Carmona, R., 2005.**

*Diseño de un mecanismo para orientación de celdas solares fotovoltaicas.* Tesina, Ingeniería Industrial. ITAM.

**CONUEE, 2005.**

*Programa de venta. Calentadores solares.* CONUEE. [http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA\\_1469\\_en\\_que\\_consiste\\_el\\_](http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_1469_en_que_consiste_el_). Fecha de consulta: 12 de octubre, 2009.

**CONUEE, 2008.**

*Irradiación global media en la República Mexicana.* CONUEE. [http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA\\_1433\\_irradiacion\\_en\\_la\\_re](http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_1433_irradiacion_en_la_re). Fecha de consulta: 12 de octubre, 2009.

**Covantes, H., 1989.**

*La energía solar.* México: Fondo de Cultura Económica.

**Economist, The. 2009.**

The other King of solar power. *The Economist online.* [www.economist.com](http://www.economist.com). Fecha de consulta: 4 de junio, 2009.

---

### **Energisol NG, 2009.**

*Servicios técnicos en electricidad, electrónica y computación.*

<http://www.energisolng.com/home.html>. Fecha de consulta: 9 de diciembre, 2009.

### **Gevorkian, P., 2007.**

*Sustainable energy systems engineering: the complete green building design resource.*

New York: McGraw-Hill.

### **Glynn, J., y Heinke, G., 1999.**

*Ingeniería ambiental.* México: Prentice Hall Hispanoamérica.

### **Gutiérrez, J., 2001.**

*Energía renovable en el siglo XXI.* México: Senado de la República.

### **International Energy Agency (IEA), 2003.**

*Renewables for Power Generation: Status & Prospects.* París: OECD/IEA.

### **International Energy Agency (IEA), 2009.**

*Addressing Climate Change. Policies and Measures. "Accelerated Depreciation for Environmental Investment" (Depreciación acelerada para inversiones que reportan beneficios ambientales).*

<http://www.iea.org/textbase/pm/?mode=weo&id=3213&action=detail>. Fecha de consulta:

15 de octubre, 2009.

### **International Energy Agency (IEA), 2009.**

*WEO Policy Database. "Grid Interconnection Contract for Renewable Energy"*

*(Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable).* <http://www.iea.org/textbase/pm/?mode=weo&id=3197&action=detail>.

Fecha de consulta: 15 de octubre, 2009.

### **International Energy Agency (IEA), 2009.**

*WEO Policy Database. "Mexico Renewable Energy Program" (Programa de Energía Renovable para México).* <http://www.iea.org/textbase/pm/?mode=weo&id=3197&action=detail>.

Fecha de consulta: 15 de octubre, 2009.

### **Kessel, G., 2009.**

*Palabras de la Dra. Georgina Kessel, Secretaria de Energía, durante la inauguración de la XXXIII*

*Semana Nacional de Energía Solar.* SENER – Prensa: Discursos. <http://www.sener.gob.mx/web-Sener/portal/index.jsp?id=576>.

Fecha de consulta: 28 de octubre, 2009.

### **Lehninger, A., Nelson, D. y Cox, M., 1995.**

*Principios de Bioquímica.* Barcelona, España: Editorial Omega.

**Muhlia, A., 2006.**

*Notas para el curso de solarimetría.* México: Facultad de ciencias-UNAM.

**Mata, J., 2005.**

*Acciones y Programas de Energías Renovables y Eficiencia Energética en México.* Secretaría de Energía. [http://www.oas.org/dsd/reia/Documents/reeep/Mexico-Perspectivas\\_REEEP.pdf](http://www.oas.org/dsd/reia/Documents/reeep/Mexico-Perspectivas_REEEP.pdf). Fecha de consulta: 28 de octubre, 2009.

**NORMEX, 2005.**

*Energía solar – Rendimiento térmico y funcionalidad de colectores solares para calentamiento de agua – Métodos de prueba y etiquetado. NMX-ES-001-NORMEX-2005.* NORMEX. <http://www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/4506/2/nmxneso13.pdf>. Fecha de consulta: 2 de noviembre, 2009.

**NORMEX, 2006.**

*Energía solar – definiciones y terminología. PROY-NMX-ES-002-NORMEX-2006.* NORMEX. <http://www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/4506/2/VOCABULARIOsolar.pdf>. Fecha de consulta: 2 de noviembre, 2009.

**Sacchi, C. F. y Testard, P., 1971.**

*Écologie animale: organismes et milieu.* París: DoinEdit.

**Sánchez, N., 2008.**

*El cambio global del clima y algunos efectos sobre los ecosistemas.* De las bacterias al clima: un enfoque ecológico. México: UAM.

**SENER, 2008.**

*Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables.* SENER, Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico. <http://www.sener.gob.mx/webSener/res/0/Programa%20Energias%20Renovables.pdf>. Fecha de consulta: 5 de noviembre, 2009.

**SENER, 2009.**

*Políticas y medidas para fomentar la integración nacional de equipos y componentes para el aprovechamiento de las energías renovables y el uso sustentable de la energía.* SENER. [http://www.sener.gob.mx/webSener/res/0/Políticas\\_Medidas\\_Integracion.pdf](http://www.sener.gob.mx/webSener/res/0/Políticas_Medidas_Integracion.pdf). Fecha de consulta: 5 de noviembre, 2009.

**Solúcar Energía, 2007.**

*Discos parabólicos BR.* [http://es.wikipedia.org/wiki/Archivo:Discos\\_parabolicos\\_BR.jpg](http://es.wikipedia.org/wiki/Archivo:Discos_parabolicos_BR.jpg). Fecha de consulta: 1 de diciembre, 2009.

**Sordo, J., 2009.**

*El calentador solar de tezontle, tecnología simple en una industria con gran potencial.* Tesina, Ingeniería en Negocios. ITAM.

**Sutton, B., y Harmon, P., 1980.**

*Fundamentos de ecología.* México: Limusa.

---

**Théron, A., y Vallin, J., 1979.**

*Ecología: las ciencias naturales*. Barcelona: Editorial Hora.

**Torres, F. y Gómez, E., 2006.**

*Energías renovables para el desarrollo sustentable en México*. México: SENER.

**Varun, I. K. y Bhat, R. P., 2009.**

LCA of renewable energy for electricity generation systems – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, No. 13, pp. 1067-1073.

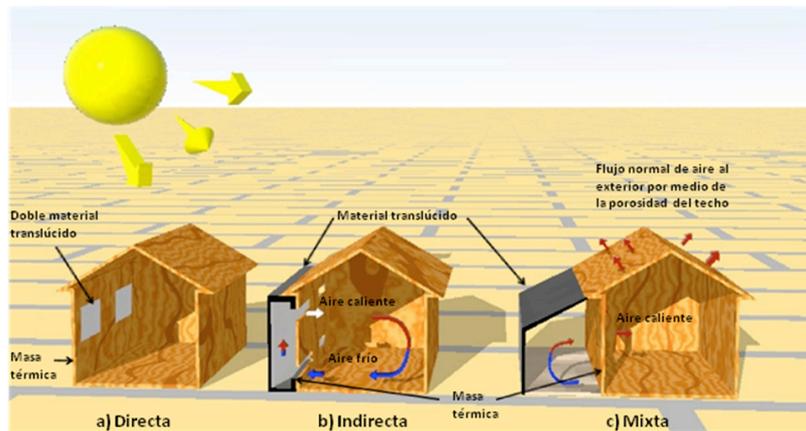
## Anexo

Estado	Ciudad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Mín.	Máx.	Med.
Sonora	Hermosillo	4	4.6	5.4	6.6	8.3	8.6	6.9	6.6	6.7	6	4.7	3.9	3.9	8.6	6
Sonora	San Luis Río Colorado	3.4	3.8	4.9	6.2	7.3	7.4	6.9	6.1	5.1	4.05	3.3	2.8	2.8	7.4	6
Sonora	Guaymas	4.5	5.7	6.5	7.2	7.3	6.8	5.9	5.8	6.3	5.9	5.1	5.6	4.5	7.3	6
Jalisco	Colotlán	4.6	5.7	6.5	7.5	8.2	6.6	5.8	5.6	5.8	5.3	4.9	4.1	4.1	8.2	5.9
Chihuahua	Chihuahua	4.1	4.9	6	7.4	8.2	8.1	6.8	6.2	5.7	5.2	4.6	3.8	3.8	8.2	5.9
Querétaro	Querétaro	5	5.7	6.4	6.8	6.9	6.4	6.4	6.4	6.3	5.4	5	4.4	4.4	6.9	5.9
Zacatecas	Zacatecas (La Bufa)	4.9	5.7	6.6	7.5	7.8	6.2	6.2	5.9	5.4	4.8	4.8	4.1	4.1	7.8	5.8
Oaxaca	Salina Cruz	5.4	6.3	6.6	6.4	6.1	5	5.6	5.9	5.2	5.9	5.7	5.2	5	6.6	5.8
Sonora	Cd. Obregón	3.6	4.5	5.9	7.1	7.7	7.5	6.07	5.8	5.6	4.9	4.09	3.4	3.4	7.7	5.7
Durango	Durango	4.4	5.4	6.5	7	7.5	6.8	6	5.6	5.7	5.1	4.8	3.9	3.9	7.5	5.7
Baja California	La Paz	4.4	5.5	6	6.6	6.5	6.6	6.3	6.2	5.9	5.8	4.9	4.2	4.2	6.6	5.7
Jalisco	Guadalajara	4.6	5.5	6.3	7.4	7.7	5.9	5.3	5.3	5.2	4.9	4.8	4	4	7.7	5.6
Aguascalientes	Aguascalientes	4.5	5.2	5.9	6.6	7.2	6.3	6.1	5.9	5.7	5.1	4.8	4	4	7.2	5.6
Guerrero	Cd. Altamirano	4.8	5.5	6.4	6.7	6.6	5.7	5.9	5.8	5.2	5.3	5	4.1	4.1	6.7	5.6
Guanajuato	Guanajuato	4.4	5.1	6.1	6.3	6.6	6	6	5.9	5.8	5.2	4.8	4.6	4.4	6.6	5.6
Baja California	Mexicali	4.1	4.4	5	5.6	6.6	7.3	7	6.1	6.1	5.5	4.5	3.9	3.9	7.3	5.5
Jalisco	Lagos de Moreno	4.5	5.3	6.1	6.7	7.2	6.1	5.8	5.6	5.5	5	4.7	4	4	7.2	5.5
Baja California	San Javier	4.2	4.6	5.3	6.2	6.5	7.1	6.4	6.3	6.4	5.1	4.7	3.7	3.7	7.1	5.5
Tamaulipas	Matamoros	2.9	3.9	5.3	6	6.7	7	6.8	6.7	5.5	5.1	3.7	2.8	2.8	7	5.5
Puebla	Puebla	4.9	5.5	6.2	6.4	6.1	5.7	5.8	5.8	5.2	5	4.7	4.4	4.4	6.4	5.5
Hidalgo	Pachuca	4.6	5.1	5.6	6.8	6	5.7	5.9	5.8	5.3	4.9	4.6	4.2	4.2	6.8	5.4
San Luis Potosí	San Luis Potosí	4.3	5.3	5.8	6.4	6.3	6.1	6.4	6	5.5	4.7	4.2	3.7	3.7	6.4	5.4
Chiapas	Arriaga	5.1	5.4	5.5	5.9	5.6	5.2	5.9	5.5	5.1	5.3	5.1	4.7	4.7	5.9	5.4
Quintana Roo	Playa del Carmen	4.1	5	5.8	6.6	6.3	6.1	6.1	6	5.3	4.8	4.3	3.9	3.9	6.6	5.3
Guerrero	Acapulco	4.8	5.3	6.1	5.9	5.6	5.1	5.3	5.4	4.9	5.2	5	4.7	4.7	6.1	5.3
Oaxaca	Oaxaca	4.9	5.7	5.8	5.5	6	5.4	5.9	5.6	5	4.9	4.8	4.4	4.4	6	5.3
Sonora	Nogales	3.1	3.9	5.2	6.5	7	7	6.1	5.6	5.2	4.3	3.5	2.9	2.9	7	5.2
Veracruz	San Andrés Tuxtla	3.5	4.4	5.6	6.6	6.5	5.8	5.8	5.6	4.9	4.6	3.9	3.4	3.4	6.6	5.2
México	Chapingo	4.5	5.1	5.6	5.8	5.9	5.4	5.2	5.2	5	4.7	4.6	3.9	3.9	5.9	5.1



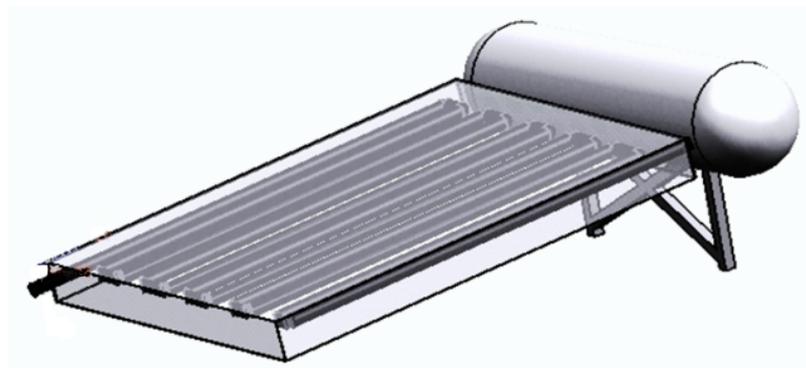
**Figura 10.3**  
Sistemas pasivos estructurales.

Fuente: Elaboración propia de Peter H. Brailovsky y Sergio Romero.



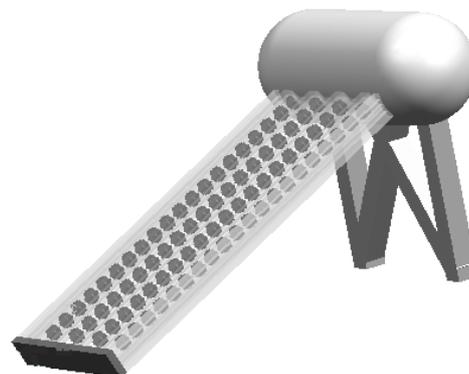
**Figura 10.4**  
Calentador plano con serpentín.

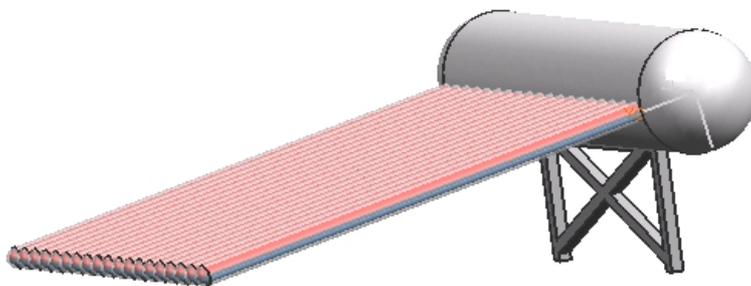
Fuente: Elaboración propia de Peter H. Brailovsky y José A. Sordo.



**Figura 10.5**  
Calentador solar de tezontle.

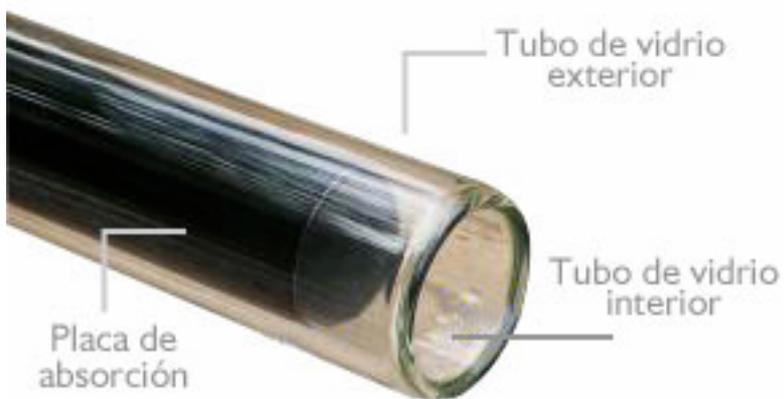
Fuente: Elaboración propia de Peter H. Brailovsky y José A. Sordo.





**Figura 10.6 A**  
Calentador solar evacuado

Fuente: Elaboración propia de Peter H. Brailovsky y José A. Sordo (10.6 A) y Thermosol, 2008 (10.6 B).



**Figura 10.6 B**  
Detalle tubo evacuado

Fuente: Elaboración propia de Peter H. Brailovsky y José A. Sordo (10.6 A) y Thermosol, 2008 (10.6 B).

---

# 11.

## Microgeneración

*Dr. Sergio Romero-Hernández  
y Dr. Omar Romero-Hernández*

### 11.1

#### Introducción

En los capítulos anteriores se describieron en forma precisa diversas fuentes de energía renovable que se emplean o pueden emplearse en México a gran escala. En general, todas estas tecnologías tienen en común que se regeneran y son tan abundantes que perdurarán por cientos de años.

Incrementar la participación de las energías renovables permite asegurar una generación de electricidad sostenible en el largo plazo y reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Sin embargo, la adopción de proyectos de aprovechamiento de energía a partir de fuentes renovables debe tener en cuenta algunas importantes consideraciones antes de ponerlos en marcha. Por un lado, el fuerte componente geográfico que les caracteriza (la cantidad de irradiación solar, la velocidad del viento, la disponibilidad de recursos geotérmicos, etcétera, varía de localidad en localidad) y, por el otro, la baja densidad de energía generada por unidad de área (se requieren decenas de hectáreas de paneles solares o turbinas eólicas para producir la misma energía que una termoeléctrica convencional).

Los grandes proyectos de aprovechamiento de energías renovables en el mundo han tenido que encontrar en forma individual, es decir, por proyecto, la mejor estrategia en términos económicos, técnicos y sociales para poder desarrollarse. La distancia entre la fuente renovable y el punto de consumo es otro aspecto que debe evaluarse en este tipo de proyectos. Tradicionalmente, las grandes centrales productoras del insumo eléctrico se localizan lejos de los centros de consumo, por lo que es necesario trans-

---

formar la energía en grandes subestaciones para transmitirla a través de cables con voltajes muy altos y distribuirla hasta el punto de consumo. Además, cualquier análisis o propuesta de instrumentación de un proyecto de generación de energía que utilice fuentes renovables debe considerar que éste se integrará al sistema eléctrico nacional.

Los retos a los que se enfrenta el desarrollo del sistema eléctrico nacional se reflejan en varios puntos estratégicos que es preciso atender para satisfacer la creciente demanda de energía. Así, se requiere de un cambio en los combustibles que se utilizan, la instalación de nuevas líneas de transmisión y distribución, y un aumento en la capacidad de transformación.

A pesar de que la CFE es el único organismo responsable de todo el sistema eléctrico, existen esquemas que pueden ayudar a reducir la enorme carga de inversión que requiere esta empresa. Uno de estos esquemas es la microgeneración.

## 11.2

# Microgeneración

La microgeneración es la capacidad de producir energía útil (térmica o eléctrica) en una escala pequeña. La producción energética clasificada como microgeneración varía en función de la región geográfica que se estudie. En términos generales, se habla de un tope de 100 kW eléctricos como techo para clasificar una fuente como microgeneradora, aunque éste puede incrementarse a 5 MW en función de la legislación existente. Las fuentes relacionadas con la microgeneración son la solar térmica, la solar fotovoltaica, la eólica, el biogás, la biomasa y la hidroeléctrica, entre otras. Aunque pareciera que las opciones para el desarrollo de las tecnologías relacionadas con la microgeneración se centran en opciones renovables, existen también esquemas que aprovechen recursos energéticos ya disponibles (gas LP o gas natural) para su subsecuente conversión en esquemas CHP (*combined heat and power*), con lo que se busca reducir costos en tarifas pico e incentivar programas de eficiencia energética.

A diferencia de las grandes estaciones de producción eléctrica por medios convencionales (termoeléctricas, carboeléctricas, etcétera), con frecuencia localizadas a cientos de kilómetros de los centros de consumo, los sistemas de microgeneración utilizan la energía en el mismo sitio donde se

produce. Así se reducen los altos costos de transmisión asociados a la distribución de la energía. Como resultado, se eliminan las pérdidas asociadas con la transmisión y la distribución.

La mayor parte de las tecnologías relacionadas con la microgeneración son renovables, lo que disminuye el impacto ambiental asociado a la generación energética. Además, cuando se utilizan fuentes renovables, se disminuye la emisión de GEI, cuya principal fuente es la generación eléctrica.

La microgeneración en sí no es una tecnología, sino un esquema de utilización de diversas fuentes, en las que se aprovecha el potencial energético de una región para producir una energía útil in situ y obtener un beneficio social y económico. Es importante dejar claro que no es una opción para sustituir al esquema nacional de generación energética, sino una forma de complementarlo y potenciarlo.

México se encuentra en una posición ventajosa con respecto al resto de mundo, gracias a la gran diversidad de fuentes de energía disponibles. En todo el territorio nacional se cuenta con un potencial solar considerable: varias regiones cuentan con corrientes de viento fuertes y constantes; en otras más se tienen pequeñas caídas de agua con un potencial acumulado de generación hidroeléctrica considerable; las regiones de actividad geotérmica en el país son vastas; la producción de biomasa es frecuente a lo largo y ancho del país, y es tal la disponibilidad de gas natural que incluso se puede considerar su utilización para microgeneración en centros urbanos.

Los retos que afronta la incorporación de la microgeneración dentro de la canasta energética nacional no son primordialmente de índole técnica, sino también tienen que ver con su instrumentación. A pesar de los grandes esfuerzos de la CFE por asegurar un correcto abasto y la calidad del insumo eléctrico en todo el país, aún existen problemas en regiones alejadas de las macrofuentes de generación.

En algunas localidades remotas los focos apenas prenden, los aparatos electrónicos no operan correctamente o las variaciones de voltaje provocan un comportamiento anómalo de los dispositivos conectados a la red. Estas fallas son atribuidas generalmente a las pérdidas a lo largo de las líneas de distribución, las cuales pueden ser “naturales” (pérdidas en la transmisión de energía) o causales (conexión ilegal a la red). Si se encontraran fuentes microgeneradoras al final de las líneas de distribución podría incrementarse la calidad del insumo eléctrico en esas localidades.

---

Gran parte del enorme potencial que tiene la microgeneración depende del eficiente desarrollo del potencial de utilización de las fuentes de energía renovable. A continuación, se presenta un pequeño resumen sobre estas fuentes.

## 11.3

# Energías renovables

La principal característica de las energías renovables es que se regeneran y son tan abundantes que perdurarán por cientos de años. Este tipo de energías aprovechan los recursos naturales como el sol, el viento, las mareas del océano, los residuos agrícolas u orgánicos, entre otros. Un incremento en la participación de las energías renovables aseguraría una generación de electricidad sostenible en el largo plazo y reduciría la emisión de CO<sub>2</sub>. Este es un listado de las principales energías renovables:

**Energía eólica.** De acuerdo con el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE, 2009), la generación eolieléctrica en el mundo creció a partir de 1980 y destaca el liderazgo de Alemania, Estados Unidos, Dinamarca, India y España. El viento contiene energía cinética (de las masas de aire en movimiento) transformable en energía mecánica o eléctrica por medio de aeroturbinas integradas por un arreglo de aspas, un generador y una torre. La energía eléctrica producida requiere una transformación en subestaciones antes de poder ser transmitida o utilizada.

**Energía solar.** La energía solar que recibe nuestro planeta es resultado de un proceso de fusión nuclear que tiene lugar en el interior del sol. Una pequeña fracción de la energía liberada por el astro viaja a través del espacio y llega a la Tierra como radiación. Esa radiación solar se puede transformar directamente en electricidad (energía solar fotovoltaica) o en calor (energía solar térmica). El calor, a su vez, se puede utilizar en aplicaciones térmicas, en las que se requiere un diferencial de temperatura, o incluso para producir vapor y generar electricidad.

**Energía geotérmica.** La energía geotérmica se obtiene al aprovechar el calor que emana de la profundidad de la Tierra. Nuestro país se encuentra entre los primeros lugares en el mundo en generación geotérmica, con aproximadamente 1 GW de potencia instalada. La energía geotérmica se produce cuando el vapor de los yacimientos es conducido por tuberías. Al

centrifugarse, se obtiene una mezcla de agua y vapor seco que se utiliza para activar turbinas generadoras de electricidad. Se le considera como energía renovable, ya que es producto de una actividad natural del planeta, está disponible en enormes cantidades y es una fuente de energía limpia que requiere cuidados mínimos. El calor también se aprovecha para usos térmicos. Después de la hidroeléctrica, es la mayor fuente de energía renovable con la que cuenta el país.

**Hidrógeno.** En las celdas de hidrógeno se rompe una molécula de agua (H<sub>2</sub>O) para obtener hidrógeno, y con este proceso se produce electricidad. Los únicos subproductos que quedan son oxígeno y vapor de agua. Estas células se están utilizando en hogares y en negocios de algunos países desarrollados; incluso, algunos fabricantes de automóviles ya tienen vehículos que funcionan con esta tecnología. Sin embargo, este proceso aún presenta dificultades técnico-científicas, pues se trata de una tecnología incipiente que aún no tiene un desarrollo comercial. (Por esta razón, no se consideró en este libro.)

**Biomasa.** La biomasa, o masa biológica, es la materia viva producida en un área determinada de la superficie terrestre o por organismos de un tipo específico. El término es utilizado con mayor frecuencia para referirse a la energía de biomasa, es decir, al combustible energético que se obtiene directa o indirectamente de recursos biológicos. La biomasa, en su definición más amplia, es toda la materia orgánica de origen vegetal o animal, e incluye los materiales procedentes de su transformación natural o artificial. La biomasa natural es la que se produce en la naturaleza sin la intervención humana, en tanto que la biomasa residual es la que genera cualquier actividad humana en los procesos agrícolas y ganaderos, como basuras y aguas residuales. La biomasa producida es la que se cultiva con el propósito de transformarla en combustible, en lugar de utilizarla como alimento, como la caña de azúcar en Brasil, orientada a la producción de etanol. En términos energéticos, se utiliza como energía renovable, como ocurre con la leña, el biodiesel, el bioalcohol, el biogás y los biocombustibles. La biomasa podría proporcionar energía que sustituya a los combustibles fósiles gracias a los biocarburantes líquidos y sólidos como el biodiesel o el bioetanol. La biomasa se puede generar o se puede obtener a partir de subproductos o residuos, tales como la vegetación, los cultivos acuáticos, los residuos forestales y agrícolas, los residuos urbanos y los desechos animales, entre otros.

Desde el punto de vista energético, la biomasa se puede aprovechar de dos maneras: sometiéndola a combustión para producir calor o transfor-

---

mándola en combustible para su transporte y almacenamiento. Se pueden obtener combustibles sólidos (leña, astillas, carbón vegetal), líquidos (biocarburantes, aceites, aldehídos, alcoholes, acetonas, ácidos orgánicos) y gaseosos (biogás, hidrógeno).

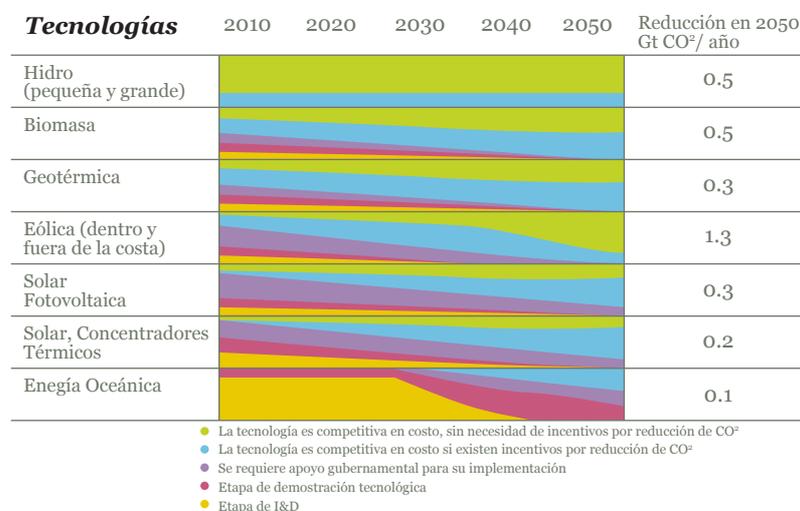
La biomasa es potencialmente neutral en cuanto a sus emisiones de carbono, porque el bióxido de carbono que emite cuando se quema es igual a la cantidad absorbida mientras crecía la planta. Esto es importante en relación con el calentamiento global y sus efectos.

**Energía hidroeléctrica.** Es la tecnología renovable más madura. Su principio de funcionamiento consiste en aprovechar la energía potencial de un caudal de agua y transformarla en energía cinética que impulse una turbina hidráulica para hacer que gire un generador eléctrico. Existen grandes proyectos hidroeléctricos en todo el mundo con capacidades instaladas de varios GW; sin embargo, existen también pequeños proyectos hidroeléctricos con gran potencial para microgeneración. No hay un consenso internacional con respecto a la definición de la pequeña, mini y micro hidrogeneración; pero el límite superior varía entre 2.5 MW y 30 MW para la pequeña hidroeléctrica. Las definiciones más comunes para estas instalaciones son las siguientes:

- Pequeña hidroeléctrica: capacidad de 1 MW a 5 MW.
- Minihidroeléctrica: de 100 kW a 1 MW.
- Microhidroeléctrica: capacidad menor a 100 kW.

En general, las micro, mini y pequeñas centrales son estructuras sin embalse o al “hilo del agua”, en las que la caída requerida se logra a través del aprovechamiento de algún desnivel apreciable a lo largo del curso del río, como una cascada o un “rápido”.

Actualmente, algunas tecnologías para desarrollar energías renovables se encuentran aún en la etapa de investigación y desarrollo, por lo que probablemente impliquen inversiones elevadas en el corto plazo. Por otro lado, existen tecnologías que, al día de hoy, representan una opción real en términos de eficiencia y costos. La Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) realiza frecuentes estudios para reevaluar la viabilidad de diferentes tecnologías. La Figura 11.1 muestra las perspectivas de costo y competitividad de diferentes tecnologías de generación de energía renovable.



**Figura 11.1**  
Perspectiva de costo y competitividad de tecnologías de generación de energías renovables.

Fuente: IEA, 2007.

Como se observa en la Figura 11.1, la generación de energía hidroeléctrica (pequeña y grande) representa una excelente opción en términos de costos, ya que en el mediano y largo plazos implica una solución competitiva que no requiere de incentivos por reducción de emisiones de bióxido de carbono ni apoyo por parte del gobierno para ser puesta en práctica. La generación de energía eléctrica mediante fuentes primarias como la biomasa, la geotermia o el viento todavía se está desarrollando, aunque con ciertas condiciones de intensidad energética, ubicación geográfica o capacidad ya son económicamente viables y cuentan con tecnologías maduras. En otros escenarios en los que las condiciones difieren, las tecnologías mencionadas, así como la fotovoltaica, son económicamente viables sólo si cuentan con algún tipo de apoyo financiero, en forma de bonos de carbono, subsidios gubernamentales u otros mecanismos.

## 11.4 Esquemas de uso de la microgeneración

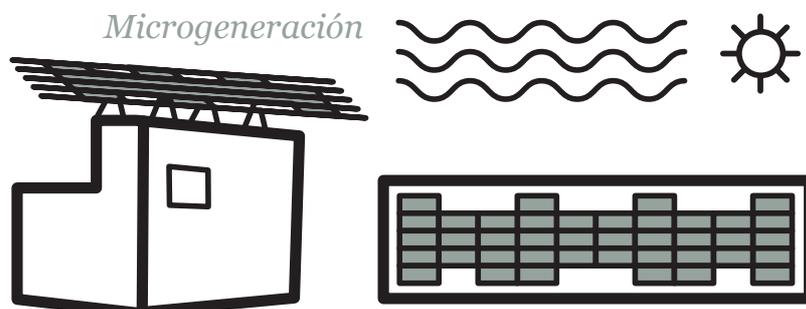
La microgeneración puede hacer uso de varias de las tecnologías descritas; sin embargo, la “simple generación de energía” no es suficiente para proveer los beneficios de la microgeneración. La fuente de energía debe estar

acompañada de un esquema de utilización que permita obtener el mayor beneficio económico, social y ambiental posible. Un sistema de microgeneración podría utilizarse con dos esquemas diferentes: independiente de la red eléctrica (*off-grid*) o como parte de un sistema híbrido en el cual se tiene acceso a la red (sistemas *on-grid*). Cada uno de estos tiene diferentes alcances y aplicaciones, como se describe a continuación.

#### 11.4.1 Sistemas autónomos o independientes de la red eléctrica

Las aplicaciones más comunes de los sistemas de microgeneración autónomos se localizan en donde la Comisión Federal de Electricidad (CFE) o alguna línea de gas natural no satisfacen las necesidades de energía útil (térmica o eléctrica) –por ejemplo, en zonas rurales que requieren energía para iluminación, alimentación de sistemas de bombeo de agua potable, carga de aparatos eléctricos o pequeños aserraderos, entre otras actividades–. México es un claro ejemplo de un país donde abundan este tipo de aplicaciones. A pesar del gran esfuerzo hecho por la CFE para extender la red eléctrica a las comunidades más remotas del país, poco más de 2.9 millones de mexicanos aún no cuentan con el servicio, de acuerdo con estimaciones del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) en 2009.

La microgeneración también ofrece soluciones de abastecimiento energético para instalaciones remotas, como las dedicadas al ecoturismo, los centros comunitarios o educativos y el alumbrado público. Las pequeñas instalaciones basadas en paneles solares han demostrado tener una gran confiabilidad y rendimiento, con casos de vida útil del sistema de más de 30 años. Un ejemplo de esta aplicación puede apreciarse en la Figura 11.2, que muestra una instalación autónoma para un hotel ecoturístico.



**Figura 11.2**  
Ejemplo de microgeneración en una PYME ecoturística.

Una limitación que tienen estos sistemas es su reducida capacidad para abastecer grandes cantidades de energía (más de 400 kWh/día), como la que requiere una nave industrial, por lo que se vuelve necesaria la acumulación de electricidad en bancos de baterías. Esto implica un costo más elevado y mayor necesidad de espacio. Además, se debe tener cuidado con la excesiva apilación de las baterías, ya que puede implicar problemas de balanceo de cargas y una acumulación de gases explosivos donde sea que se encuentren instaladas.

Existen otras opciones de acumulación de energía, como comprimir aire en tanques a presión (CAES, por sus siglas en inglés) y, posteriormente, descargarlos a través de una turbina de aire acoplada a un generador eléctrico. Sin embargo, este tipo de acumulación es menos eficiente que el ciclo carga-descarga de las baterías electrolíticas (70% hipotético en un proceso a temperatura constante, comparado con aproximadamente 90% de eficiencia de las pilas) (BINE, 2007). También se están desarrollando novedosas tecnologías para hacer baterías más duraderas, eficientes y pequeñas; sin embargo, los costos actuales indican que no son una opción económicamente viable.

Otro factor importante que se debe tomar en cuenta es que la mayor parte de las fuentes de energía renovable generan voltajes en corriente directa (DC), que necesita transformarse en corriente alterna (AC) para que se puedan utilizar las aplicaciones de uso general disponibles en el mercado. Esto se hace por medio de inversores que convierten la descarga continua de una fuente DC en una señal sinusoidal AC (o semisinusoidal). La capacidad de los inversores en sistemas *off-grid* está limitada, por recomendaciones de los fabricantes, a no más de 15 kVA por banco de baterías. Esto sin más implica que, en caso de necesitar mayor cantidad de energía eléctrica diaria, sería imprescindible establecer varios sistemas de generación con baterías e inversores trabajando en paralelo, lo cual conlleva mayores costos de inversión y operación, y se reduciría el factor de utilización de la instalación. Por ejemplo, los edificios pequeños (de menos de 10 departamentos) y las industrias más pequeñas pueden consumir la cantidad de potencia proporcionada por un único módulo, mientras que las estructuras medianas y grandes demandan mucho más equipo y, por lo tanto, una mayor inversión.

---

### 11.4.2 Sistemas de microgeneración conectados a la red eléctrica

Estos sistemas se caracterizan porque no tienen un banco de baterías en donde se almacene la energía y porque cuentan con una conexión permanente con el proveedor de energía eléctrica (es decir, con CFE). Estos sistemas se instalan en los techos, en los sótanos, en las paredes y en las ventanas de edificios y casas, así como en sus inmediaciones; por lo tanto, están geográficamente dispersos con respecto a la red eléctrica nacional. Independientemente de la tecnología que se utilice para generar la energía, un sistema conectado a la red se caracteriza por lo siguiente:

- Las fuentes primarias de generación energética se instalan con su “generador eléctrico” respectivo (paneles fotovoltaicos, microhidroeléctricas, turbinas eoloelectricas, biodigestores con motores de combustión, etcétera).
- La energía proveniente de esas fuentes se controla, se modula y transforma en función de las condiciones de consumo requeridas (en México, corriente alterna a 60 Hz y 110 V) utilizando un inversor.
- Es importante mencionar que toda la energía de las fuentes locales se debe consumir al mismo tiempo que se está generando (es decir, consumo en tiempo real).
- Si la energía requerida en el punto de consumo es mayor a la que están proporcionando las fuentes de energía renovable in situ, entonces se puede demandar el faltante a la red eléctrica para satisfacer la demanda. Si la capacidad del sistema instalado es todo el tiempo menor a la demanda base del punto, entonces no hay más elementos que tomar en cuenta.
- En cambio, si la demanda energética del punto de consumo es menor a la cantidad de energía que se está produciendo, entonces es necesario disponer de este excedente energético, lo que da lugar a diversas opciones de gestión.
- El excedente energético sólo tiene una vía para salir del punto de generación, la red pública del sistema eléctrico, por lo que es necesario controlar, transformar y modular la energía eléctrica del excedente (modular significa no sólo convertirla al voltaje y frecuencia de la red, sino también sincronizarla o enfasarla con la onda sinusoidal que tiene la energía que se encuentra en ese momento en la red).
- El medidor de consumo eléctrico del punto de generación debe ser bidireccional, esto es, tiene que contabilizar cuánta energía consume el punto, así como descontar cuánta energía proporciona a la red, ha-

ciendo en forma automática un balance energético de la instalación. En ese sentido, la alternativa sería usar dos medidores convencionales, uno de entrada y uno de salida, y realizar una medición y balance en forma manual, pero éste es un proceso claramente ineficiente.

Los sistemas de microgeneración se han promovido por la necesidad de incrementar la eficiencia energética de los edificios en las grandes urbes. Un ejemplo de lo anterior es la integración fotovoltaica en edificios (BIPV, Building Integrated Photovoltaics), una tendencia que adquiere cada vez mayor popularidad. Esto se debe, en parte, a que en la Comunidad Europea, Estados Unidos y México las autoridades están normalizando (de forma obligatoria hasta cierto punto) el ahorro energético y el uso de energías renovables en los edificios nuevos, y una de las opciones más viables es precisamente el BIPV. En todo el mundo se encuentran instalaciones en edificios con sistemas de autogeneración. En varias urbes de Escocia, los edificios tienen instaladas microturbinas eólicas en sus techos y paredes. La energía proporcionada por estos sistemas se utiliza frecuentemente en aplicaciones de bajo consumo, como la iluminación.

La eficiencia energética de un edificio depende de sus patrones de consumo. Ejemplo: en una instalación gubernamental, el mayor consumo se da de lunes a viernes durante el horario laboral; posteriormente, el consumo baja significativamente durante la noche y la madrugada. En una institución educativa, el patrón de consumo es diferente, ya que el mayor consumo se realiza durante la tarde, cuando las clases y las actividades propias de la comunidad obligan a mantener encendidos los sistemas de iluminación, los equipos de computo y demás auxiliares, y de nuevo el consumo se reduce significativamente en la noche. Algo similar ocurre en los centros comerciales en los que la mayor demanda ocurre en las pocas horas entre el fin de la jornada laboral y el cierre de los establecimientos; sin embargo, durante los fines de semana, el consumo eléctrico es máximo, ya que la actividad comercial se incrementa y con ello las necesidades energéticas de la edificación. De esta forma, la eficiencia energética podría incrementarse considerablemente con base en la variación de los patrones de consumo y de utilización del insumo eléctrico –si se generan secuencias de encendido de los diferentes dispositivos se reducirían los picos eléctricos y las perturbaciones en la demanda–.

Además del espacio requerido para los componentes, un sistema de microgeneración conectado a la red tiene una limitación importante: cuando se cuenta con un excedente energético, se vuelve trascendental disponer

---

de la red para recibir la energía proveniente del sistema. La red debe soportar la inyección del nuevo flujo de corriente, así como ser estable para poder realizar mediciones reales de la energía que se le está suministrando (e idealmente del horario en el que se realiza la inyección). Para esto, es necesaria una infraestructura en la edificación y en el sistema eléctrico. La primera debe contar con inversores y moduladores que adecuen la energía a la que ya circula en el sistema eléctrico, mientras que los cables de la red deben permitir el ingreso del flujo extra al sistema.

### 11.4.3 Apoyos a desarrolladores de pequeñas centrales

A partir de los cambios a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, en 1992, se ha impulsado a las empresas o grupos que desean desarrollar pequeñas centrales hidroeléctricas. A continuación se presentan los principales apoyos:

- Creación del Contrato de Interconexión para Fuentes de Energías Renovables; en él se estipula que la energía sobrante producida se acumulará en el Banco de Energía de la CFE para su aprovechamiento o venta en los siguientes 12 meses.
- Las inversiones en maquinaria y equipo para la generación de energía a partir de fuentes renovables podrán deducir 100% de la inversión en un solo ejercicio.
- La CFE paga el kWh de excedentes de autoabastecimiento al 85% del Costo Medio de Corto Plazo (CMCP) en el nodo en que se entrega, o 70% si la planta está aún en período de prueba –el CMCP promedio para Veracruz en enero de 2009 fue de USD\$0.048/kWh–.
- A los pequeños productores se les paga al 95% del CMCP.

### 11.4.4 Retos para el desarrollo de las pequeñas centrales

A pesar de los avances ya reportados, aún existen retos para lograr que proliferen las minicentrales mexicanas. Por ejemplo, se planea que, para 2012, las fuentes minihidráulicas aporten el 3% de la capacidad eléctrica nacional (1700 MW); no obstante, esto parece difícil de alcanzar. Y es que la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética establece que las instalaciones, para su generación, no podrán superar los 30 MW de capacidad, lo que representa un obstáculo.

Se deben llevar a cabo acciones, como las que a continuación se mencionan, para fomentar el desarrollo de las pequeñas centrales:

- Coordinar los esfuerzos entre las instituciones pertinentes para que, en un tiempo razonable, se publique el potencial nacional económicamente explotable.
- Permitir el desarrollo minihidráulico en ríos en veda siempre y cuando se demuestre que no afectan a la agricultura y que tienen un impacto ambiental mínimo.
- La CFE, con apoyo del INEGI, debe publicar planos estatales de la red eléctrica de distribución (líneas y subestaciones).
- Adaptar o adoptar normas que regulen la interconexión segura o la generación distribuida de hasta 10 MW.

Además, la CFE tiene que analizar y demostrar, caso por caso, la determinación del punto de interconexión y el voltaje para las líneas de distribución.

## 11.5

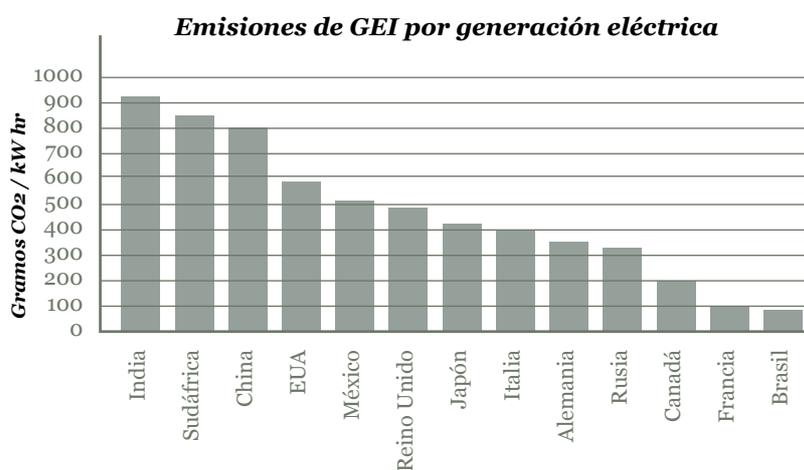
# Ventajas y limitaciones de la microgeneración

El correcto aprovechamiento de los diferentes esquemas de microgeneración disponibles presenta varios beneficios que vale la pena tomar en cuenta. Los beneficios pueden ser de diversos tipos: ambientales, económicos y sociales.

### 11.5.1 Beneficios ambientales

Los diferentes sistemas de microgeneración ofrecen beneficios ambientales directos e indirectos. Cuando la fuente de energía es una fuente limpia (solar, eólica, geotérmica), hay un beneficio ambiental directamente relacionado con la disminución en la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI) a la atmósfera producto de la generación de la electricidad. Se estima que en México, hasta 2008, cada kWh de electricidad implica la emisión de 515 gramos de CO<sub>2</sub> equivalentes a la atmósfera (WWF, 2008). La genera-

ción de energía para su consumo inmediato en el punto de donde emana elimina entonces todas las emisiones asociadas con la transmisión de la energía a esa localidad.



**Figura 11.3**  
Emisiones de GEI por generación eléctrica.

Fuente: IEA, 2009.

Existen además algunas mejoras ambientales indirecta relacionada con la conservación de los ecosistemas. Al no tener que realizar obras civiles destinadas al montaje de líneas de transmisión o distribución, se evita la deforestación asociada con la construcción de caminos y brechas destinadas para la instalación de torres de cableado.

### 11.5.2 Beneficios económicos

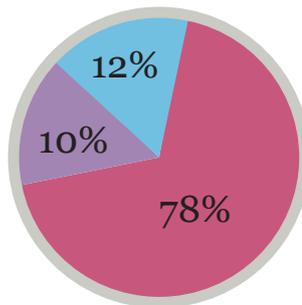
En el competitivo entorno global actual, toda disminución en los costos asociados a una actividad productiva es sumamente importante. Los diferentes esquemas de microgeneración pueden, cuando son instrumentados correctamente, reducir los costos asociados con el gasto energético de diversas empresas o comunidades.

En caso de que se requiera energía eléctrica en una localidad fuera de la red de distribución de la CFE, los costos del tendido eléctrico de torres, postes y cables (así como de transformadores, si fueran necesarios) corren a cargo del consumidor. Esto implica que, desde el punto de vista financiero, es preciso hacer una inversión inicial, además del pago del consumo de

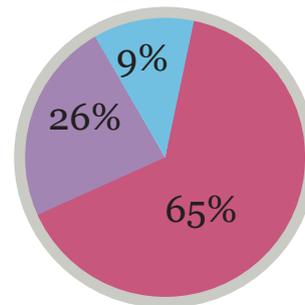
la energía. En estas situaciones, un proyecto de microgeneración bien planeado ofrecería un ROI inmediato si la inversión destinada a la infraestructura de microgeneración es menor a la necesaria para conectarse a la red pública. Cuando la inversión inicial para microgeneración es mayor que el costo de conectarse a la red, el período de ROI suele ser muy corto, ya que se tiene un ahorro inmediato por no tener que pagar el insumo eléctrico.

Cuando ya se cuenta con acceso a la red eléctrica, la instalación de un proyecto de microgeneración se vuelve un poco más compleja. Para el consumidor residencial es muy difícil encontrar un esquema de microgeneración en el que obtenga beneficios económicos, ya que las tarifas residenciales sólo tienen componentes estacionales y por consumo, pero no toman en cuenta la hora a la que se consume la energía. De esta forma, las opciones de microgeneración se limitan a ser un complemento para la red, o un respaldo parcial cuando ésta falla. Sin embargo, para consumidores con una mayor demanda energética (de más de 100 kW) es común que el consumo incluya un componente horario con tres tarifas: base, intermedia y punta. El costo por energía consumida dependerá entonces del horario en el que se consuma, con escenarios como el de la Figura 11.4.

*Energía por período kW*



*Pago de energía*



**Figura 11.4**  
Efecto del horario de consumo en la cuenta eléctrica.

Fuente: Elaboración propia.

- kWH Base
- kWH Interm.
- kWH Punta

- kWH Base
- kWH Interm.
- kWH Punta

Como se aprecia, el consumo se concentra en el horario de tarifa intermedia, con el 78%, mientras que en el horario punta se consumió sólo el 10% de la energía del período; sin embargo, este último implicó el 26% del pago realizado. Esto se debe a que el costo por kWh en el horario punta suele ser el doble del de la tarifa base (puede ser cuatro veces mayor, en función

de la región de consumo). Esto representa una oportunidad de negocio, ya que se puede instalar un sistema de microgeneración que otorgue energía en horario punta a un costo menor que el ofrecido por la CFE. Varias empresas ya utilizan esquemas de este tipo con motores recíprocos de gas natural, e incluso microturbinas con generadores directamente acoplados. En estos casos, existe un beneficio adicional si se utiliza un intercambiador de calor para que los gases de combustión calienten el agua que requiere la instalación, con lo que se consigue un sistema CHP.



**Figura 11.5**  
Ejemplo de sistema de microgeneración conectado a la red.

### 11.5.3 Beneficios sociales

La puesta en marcha de esquemas de microgeneración es una opción para proveer de energía eléctrica a comunidades apartadas de la red de distribución, ya que éstas suelen contar con vastos recursos renovables (ríos y caídas de agua, viento constante o fuerte irradiación solar) susceptibles a convertirse en fuentes de energía y de desarrollo para sus habitantes.

Además, los esquemas de microgeneración tienen la capacidad de compaginarse con aplicaciones diseñadas ex professo, como bombas para riego eficientes, aserraderos o molinos, refrigeradores para clínicas rurales, sistemas públicos de iluminación, entre otras. Esto demuestra que contar con energía en localidades remotas estimula el desarrollo de pequeñas industrias y genera un claro beneficio social.

En localidades urbanas o industriales, los sistemas de microgeneración permiten incrementar la confiabilidad del insumo eléctrico en áreas especí-

ficas en donde las fallas, aunque sean por unos segundos o minutos, acarrear consecuencias muy significativas (por ejemplo, en las telecomunicaciones y en sistemas de cómputo). La CFE señaló que, en 2008, el tiempo de interrupción por usuario fue de aproximadamente 132 minutos al año, lo que implica una confiabilidad de poco más del 99.97%. Sin embargo, para los casos que se señalaron, las mejores prácticas internacionales indican que es necesaria una confiabilidad del 99.999%, lo que se traduce en cinco minutos al año. Al tener un sistema de microgeneración se cuenta con un respaldo capaz de ofrecer ese grado de confiabilidad.

#### 11.5.4 Limitaciones

La limitación más clara que tienen los sistemas de microgeneración es la disponibilidad de fuentes renovables en el punto de consumo, pues este tipo de fuentes tienen un componente geográfico. Además, podría presentarse un conflicto entre el horario de generación y el horario de consumo. Por ejemplo, en un sistema solar, la energía se produce durante el día; sin embargo, generalmente se consume en la noche. La inclusión de bancos de baterías solucionaría este problema, aunque implica un costo adicional de adquisición y mantenimiento.

Aunado a ello, las soluciones basadas en sistemas de microgeneración implican una inversión inicial alta, por lo que su planeación debe estar sujeta a una evaluación financiera integral para tener tiempos de retorno razonables y para hacer viables los proyectos. Por otro lado, es importante mencionar que la correcta instrumentación de proyectos de microgeneración requiere la participación de expertos que comprendan las diferentes variables técnicas, financieras y estratégicas.

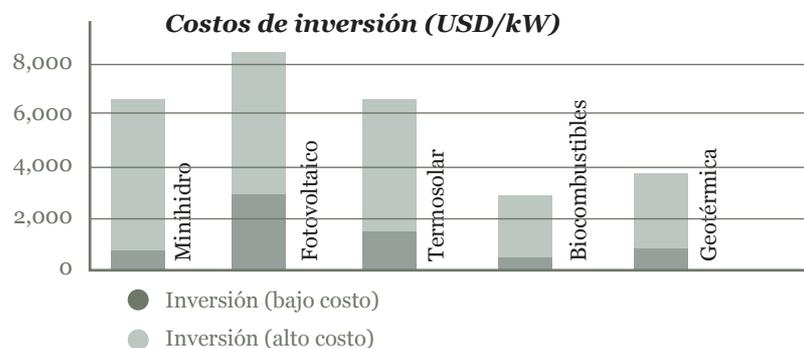


Figura 11.6  
Fuente: IEA, 2003.

---

Existe también un rechazo de las comunidades indígenas a la dependencia de esquemas de abasto basados en energías renovables. Esto se debe a lo ocurrido durante el sexenio 1988-1994, cuando se instaló una gran cantidad de unidades fotovoltaicas como parte del programa Solidaridad, aunque no se les dio el mantenimiento y servicio necesarios para asegurar su funcionamiento. En consecuencia, las comunidades prefieren tener un suministro de la red pública, por su confiabilidad.

## 11.6

# Conclusiones y recomendaciones

La microgeneración de energía es una opción disponible para complementar al sistema eléctrico nacional. Ante la falta de incentivos fiscales como los que existen en otros países, los proyectos de microgeneración deben presentar claras ventajas económicas o sociales para poder justificarse. Por ejemplo, podrían utilizarse para disminuir los costos y el consumo de electricidad en un sistema conectado a la red. También son una opción atractiva cuando las interrupciones de energía afectan la productividad de empresas o industrias. Incluso, en algunos casos, representan una idea viable si se les concibe como una planta de emergencia que esté en línea en los horarios de tarifa punta (en ciertos casos pueden llegar a ser incluso económicamente viables en tarifa intermedia). De lo anterior se deduce que las opciones de microgeneración ayudarían a incrementar la energía disponible cuando el proveedor de energía no tiene la capacidad para suministrar una demanda extraordinaria.

Por último, es importante resaltar que los esquemas de microgeneración no son un sustituto de una red eléctrica nacional, sino un complemento que se debe estudiar y poner en marcha cuando así se requiera.

## Bibliografía

**Aitken, D. W., 2003**

*White Paper on Transitioning to a Renewable Energy Future.* Freiburg: The International Solar Energy Society (ISES).

**Almanza, R. et al., 2003.**

*Ingeniería de la energía solar II.* México: UNAM.

**Almgren, A., 2001.**

Power. When and Where you need it clean and simple. *World Energy.* Vol. 4 No. 1, 2001.

**ANES, Asociación Nacional de Energía Solar, 2007.**

Boletín solar. *Revista Solar Asociación Nacional de Energía Solar*, febrero, 2007.

**Assessment of Advanced Microturbine Applications and Improvements, EPRI, 2008.**

<http://www.epri.com>. Fecha de consulta: mayo, 2009

**Ayllon, T. y Chávez, M.T., 1992.**

*México: sus recursos naturales y su población.* México: Limusa.

**Boyle, G., 2004.**

*Renewable Energy: Power for a Sustainable Future.* New York: Oxford University Press.

**Capstone Low Emissions Microturbine Technology, 2000.**

*White Paper*, 19 de julio, 2000. [www.capstoneturbine.com](http://www.capstoneturbine.com). Fecha de consulta: mayo, 2009

**CONUEE, 2005.**

*Programa de venta. Calentadores solares.* <http://www.conae.gob.mx/>.

Fecha de consulta: 11 de septiembre, 2009.

**CONUEE, 2008.**

*Irradiación global media en la República Mexicana.* <http://www.conae.gob.mx/>.

Fecha de consulta: 11 de septiembre, 2009.

**Covantes, H., 1989.**

*La energía solar.* México: Fondo de Cultura Económica.

**Economist, The. 2009.**

The other King of solar power. *The Economist online.* [www.economist.com](http://www.economist.com). Fecha de consulta: 4 de junio, 2009.

---

**Glynn, J., y Heinke, G., 1999.**

*Ingeniería ambiental*. México: Prentice Hall Hispanoamérica.

**Green, S., 2001.**

*Distributed Generation: A New Wave*. New York: Power Engineering International.

**Gutiérrez, J., 2001.**

*Energía renovable en el siglo XXI*. México: Senado de la República.

**International Energy Agency (IEA), 2003.**

*Renewables for Power Generation: Status & Prospects*. París: OECD/IEA.

**International Energy Agency (IEA), 2007.**

*Energy Technology Perspectives*. París: IEA.

**International Energy Agency (IEA), 2009.**

*Addressing Climate Change. Policies and Measures. "Accelerated Depreciation for Environmental Investment" (Depreciación acelerada para inversiones que reportan beneficios ambientales)*.

<http://www.iea.org/textbase/pm/?mode=weo&id=3213&action=detail>. Fecha de consulta:

15 de octubre, 2009.

**International Energy Agency (IEA), 2009.**

*WEO Policy Database. "Grid Interconnection Contract for Renewable Energy"*

*(Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable)*. <http://www.iea.org/textbase/pm/?mode=weo&id=3197&action=detail>. Fecha de consulta: 15 de octubre, 2009.

**International Energy Agency (IEA), 2009.**

*WEO Policy Database. "Mexico Renewable Energy Program" (Programa de Energía Renovable para México)*. <http://www.iea.org/textbase/pm/?mode=weo&id=3197&action=detail>.

Fecha de consulta: 15 de octubre, 2009.

**Kessel, G., 2009.**

*Palabras de la Dra. Georgina Kessel, Secretaria de Energía, durante la inauguración de la XXXIII*

*Semana Nacional de Energía Solar*. SENER – Prensa: Discursos. <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=576>. Fecha de consulta: 28 de octubre, 2009.

**Lehninger, A., Nelson, D. y Cox, M., 1995.**

*Principios de Bioquímica*. Barcelona, España: Editorial Omega.

**Mata, J., 2005.**

*Acciones y Programas de Energías Renovables y Eficiencia Energética en México*.

Secretaría de Energía. [http://www.oas.org/dsd/reia/Documents/reep/Mexico-Perspectivas\\_REEEP.pdf](http://www.oas.org/dsd/reia/Documents/reep/Mexico-Perspectivas_REEEP.pdf). Fecha de consulta: 28 de octubre, 2009.

### **NORMEX, 2005.**

*Energía solar – Rendimiento térmico y funcionalidad de colectores solares para calentamiento de agua – Métodos de prueba y etiquetado. NMX-ES-001-NORMEX-2005. NORMEX. <http://www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/4506/2/nmxneso13.pdf>. Fecha de consulta: 2 de noviembre, 2009.*

### **NORMEX, 2006.**

*Energía solar – definiciones y terminología. PROY-NMX-ES-002-NORMEX-2006. NORMEX. <http://www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/4506/2/VOCABULARIOsolar.pdf>. Fecha de consulta: 2 de noviembre, 2009.*

### **Macchi E., Campanari S, 2001.**

Potential Developments for gas Microturbines. Hybrid cycles and trigeneration. Cogeneration and On-site Power Production. *Dispower Journal*, marzo-abril, 2001.

### **Protermosolar, 2009.**

[http://www.protermosolar.com/boletines/17/\\_MG\\_2768-5.jpg](http://www.protermosolar.com/boletines/17/_MG_2768-5.jpg). Fecha de consulta: mayo, 2009.

### **Sacchi, C. F, y Testard, P., 1971.**

*Écologie animale: organismes et milieu. París: DoinEdit.*

### **Sánchez, N., 2008.**

*El cambio global del clima y algunos efectos sobre los ecosistemas. De las bacterias al clima: un enfoque ecológico. México: UAM.*

### **SENER, 2008.**

*Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables. SENER, Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico. <http://www.sener.gob.mx/webSener/res/0/Programa%20Energias%20Renovables.pdf>. Fecha de consulta: 5 de noviembre, 2009.*

### **SENER, 2009.**

*Políticas y medidas para fomentar la integración nacional de equipos y componentes para el aprovechamiento de las energías renovables y el uso sustentable de la energía. SENER. [http://www.sener.gob.mx/webSener/res/0/Políticas\\_Medidas\\_Integracion.pdf](http://www.sener.gob.mx/webSener/res/0/Políticas_Medidas_Integracion.pdf). Fecha de consulta: 5 de noviembre, 2009.*

### **Smith, D. J., 2001.**

*Distributed Generation: The Power to choose. New York: Power Engineering International.*

### **Sutton, B., y Harmon, P., 1980.**

*Fundamentos de ecología. México: Limusa.*

### **Tanner, C., 2005.**

Microturbines: a disruptive Technology. *PMA online Magazine. <http://www.retailenergy.com/articles/microturbines.htm>. Fecha de consulta: abril, 2009.*

### **Technologies for Distributed Power Generation, 2004.**

<http://www.cutter.com/energy/reports/dist.htm>. Fecha de consulta: abril, 2009.

---

**Théron, A., y Vallin, J., 1979.**

*Ecología: las ciencias naturales*. Barcelona: Editorial Hora.

**Tison, R., 2003.**

*Microturbines in the new Millenium*. [http://energypubs.com/issues/html/we0003\\_004.html](http://energypubs.com/issues/html/we0003_004.html). Fecha de consulta: junio, 2009.

**Torres, F. y Gómez, E., 2006.**

*Energías renovables para el desarrollo sustentable en México*. México: SENER.

**Varun, I. K. y Bhat, R. P., 2009.**

LCA of renewable energy for electricity generation systems – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, No. 13, pp. 1067-1073.

---

# 12.

## Conclusiones

*Omar Romero-Hernández*

*Sergio Romero-Hernández*

*y Duncan Wood*

*Se agradece la colaboración del Mtro. Francisco Torres.*

En diciembre de 2010, en la 16ª edición de la Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP16) en Cancún, el gobierno de Felipe Calderón obtuvo un gran triunfo al convencer a las principales potencias que hay un camino a seguir en las negociaciones sobre Cambio Climático y que un acuerdo significativo sucesor al de Kioto puede ser logrado en un futuro previsible. El trabajo arduo y las largas horas invertidas por la canciller Patricia Espinosa y su equipo fueron esenciales para lograr el consenso de que el Protocolo de Kioto puede ser seguido por un régimen internacional sobre cambio climático que contenga compromisos significativos por parte de las principales economías del mundo, tanto desarrolladas como en desarrollo, para reducir sus emisiones y aceptar el costo económico y financiero de la mitigación del cambio climático. Ante esto, México debe evolucionar hacia un desarrollo armónico y sustentable y el sector de las energías renovables es una opción con gran potencial y una alternativa para paliar la dependencia de los combustibles fósiles. Como se menciona en la introducción, México, al igual que otros países en el mundo, tiene una situación privilegiada por sus recursos y su geografía, que convierten a la energía renovable en una opción atractiva. Sin embargo, hay varios obstáculos que se deben franquear antes de que el sector renovable pueda desarrollarse plenamente en el país.

En cada uno de los capítulos de este libro, se ha solicitado a diversos especialistas que analicen el potencial de una tecnología de energía renovable

---

y lo que significaría para México en términos de trabajo, inversión, desarrollo y, por supuesto, en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Además, se pidió a los autores que identificaran las carencias en términos regulatorios y de inversión que impiden la explotación y el aprovechamiento de las fuentes renovables.

Este libro ofrece una imagen integral del estado de la energía renovable en México al final de la primera década del siglo XXI. En todas las áreas se requieren grandes esfuerzos y trabajo para desarrollar los recursos de base; además, es necesario incentivar más la investigación, generar oportunidades de negocios y atraer la inversión, tanto del sector privado nacional como de capital foráneo.

En todos los capítulos se aprecia un interés por incrementar el conocimiento entre las élites político-económicas y por generar aplicaciones nacionales a partir de tecnologías desarrolladas internacionalmente. Pareciera que la sociedad mexicana requiere más ayuda para superar su percepción de que es una nación basada en los hidrocarburos. En años recientes, se han llevado a cabo varios debates sobre una reforma energética con resultados magros, aunque la creación de una regulación específica para las energías renovables en 2007, así como el fondeo para el desarrollo de nuevas iniciativas, ha ayudado.

Además, los capítulos concuerdan en que el desarrollo del potencial de las energías renovables en México dará un sólido aliciente para el desarrollo social y económico en áreas rurales. Para los campesinos y los pequeños empresarios en estas zonas que no cuentan con acceso al sistema eléctrico nacional, un pequeño generador solar, eólico o hidroeléctrico les ofrece la oportunidad de cambiar radicalmente su estilo de vida por medio de aplicaciones para iluminación, refrigeración e irrigación.

En estas conclusiones ofrecemos un resumen de las investigaciones desarrolladas en la obra y se hace una síntesis de las principales ideas que presentaron los autores.

## 12.1

# La energía renovable como un detonante de la competitividad y del desarrollo

El aprovechamiento de las diferentes fuentes de energía puede tener un impacto social, económico, así como ambiental muy significativo, por lo que es fundamental establecer políticas y delinear estrategias que permitan seleccionar fuentes y tecnologías apropiadas para el desarrollo de nuestro país.

En este sentido, el aprovechamiento de las fuentes de energía renovable es un elemento clave para el desarrollo, con matices regionales que permiten maximizar la relación costo-beneficio en los ámbitos económico y social.

Los recursos invertidos en el aprovechamiento de fuentes de energía renovable pueden contribuir a mejorar el nivel de vida en algunas regiones, al generar empleos permanentes y mejor remunerados en las zonas donde se localizan estas fuentes, además de apoyar el desarrollo de las más diversas industrias. Un ejemplo es la industria de la construcción, que puede utilizar mano de obra local y, en ocasiones, insumos de la misma zona, lo que beneficia de manera indirecta a otros sectores económicos.

Además, el aprovechamiento sustentable de la energía renovable da lugar a posibilidades reales de creación de nuevas empresas o subsidiarias, lo que conlleva la generación de más empleos permanentes. Al mismo tiempo, genera una demanda profesional para la operación de esas nuevas empresas, con recursos humanos cada vez más capacitados, y ofrece nuevas oportunidades de inversión.

La expansión de las energías renovables, de acuerdo con su fuente de generación, contribuye a una mejor distribución del empleo y del ingreso en las diferentes áreas del país. Con frecuencia, esas fuentes se encuentran disponibles en áreas con una baja industrialización, por lo que, además de apoyar las políticas de desarrollo económico e industrial de las diferentes entidades federativas, facilitan el cumplimiento de los compromisos ligados al medio ambiente que ha establecido nuestro país.

---

En las últimas dos décadas, las tecnologías que aprovechan las fuentes de energía renovable para transformarla en electricidad, energía térmica o potencia mecánica han mostrado avances muy significativos, pues han incrementado su competitividad económica, su grado de confiabilidad y su eficiencia. Además, han logrado penetrar en nuevos mercados, en algunos casos con apoyos directos a través de medidas de precios, subsidios y estímulos económicos, o bien, a través del reconocimiento social de la necesidad de utilizar energías limpias que reduzcan la generación de gases de efecto invernadero. Esto se refleja en la disposición a pagar un premio por el uso de energías limpias, situación que se debe evaluar en nuestro país.

Comparado con el resto de los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), México ha tenido un bajo perfil en el establecimiento de empresas nacionales de energía renovable que cuenten con ingeniería básica o patentes propias en el mercado de la tecnología energética sustentable. Además, ha afrontado problemas sociales importantes durante el desarrollo de los programas de infraestructura requeridos para la expansión de las energías renovables.

Si bien México cuenta con un amplio potencial de aprovechamiento de energía renovable, es poco lo que se ha podido aprovechar de manera significativa, con excepción de las grandes plantas hidroeléctricas y de la geotermia. No obstante, la generación eoloelectrónica ha recibido un impulso importante en los últimos años.

Claramente ahora es el momento de invertir en éstas y en otras tecnologías renovables. En años recientes, el incremento en los precios del petróleo y del gas ha tenido un impacto real en el desarrollo de las energías renovables en todo el mundo, y, aunque los precios del petróleo cayeron en 2008 y 2009, es posible que en el largo plazo haya una tendencia ascendente en el precio de los combustibles fósiles. Claro está que cuando se establezcan precios reales para las emisiones de gases de efecto invernadero aparecerán nuevos incentivos para desarrollar alternativas energéticas en México. En ese momento, las desventajas de la energía proveniente de los combustibles fósiles frente a las energías renovables son evidentes, por lo que los sectores gubernamental y empresarial deben estar listos para este nuevo escenario.

Es preocupante notar que la sociedad mexicana aún no es consciente de los graves efectos que tiene el uso intensivo de energías convencionales

sobre el medio ambiente, y que las personas piensan que las energías renovables tienen un costo muy alto. Esto, en última instancia, se traduce en una resistencia en las esferas gubernamentales, tanto en el Poder Legislativo como en el Ejecutivo, a establecer los mecanismos de apoyo directo para el aprovechamiento de esas fuentes de energía.

Sin embargo, debe reconocerse que hay algunos signos alentadores. Se han hecho algunos cambios positivos al marco legal –aunque pueden mejorarse–, se han establecido mecanismos que facilitan el aprovechamiento racional de la energía y hay un gran número de proyectos en desarrollo. Las estadísticas agregadas muestran alguna mejoría que debe ser tomada con cautela, ya que casi una tercera parte de las energías renovables aprovechadas corresponde al uso tradicional de la leña, lo que no puede considerarse como un aprovechamiento sustentable, eficiente ni benéfico para el medio ambiente.

Si bien se tiene la certeza de que las fuentes de energía renovable son un recurso abundante en México, la falta de información precisa y detallada sobre los lugares en donde es factible su aprovechamiento limita su desarrollo. Es imperativo contar con mapas nacionales de los recursos energéticos renovables.

Por ejemplo, se puede mencionar el caso de la radiación solar, ya que mientras algunos especialistas piensan que su aprovechamiento se podría triplicar, otros opinan que el potencial es mucho mayor. De igual manera, podemos citar el caso del aprovechamiento de la biomasa, ya que mientras algunas opiniones señalan que México podría disponer de esta fuente para generar 2,000 MW de energía eléctrica, otros señalan que esta cifra podría llegar a los 12,000 MW.

Es fundamental el apoyo a los proyectos nacionales de desarrollo tecnológico para el aprovechamiento de las fuentes de energía renovable, pues en la actualidad son pocos los proyectos de pequeña escala que utilizan tecnología desarrollada en México, y menos los de gran escala, que prefieren utilizar tecnología importada.

El Programa Sectorial de Energía establece que una vía para incrementar la seguridad energética consiste en balancear la utilización de fuentes primarias de energía, promoviendo el uso sustentable de los recursos naturales. Para garantizar esa estabilidad con calidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica se requiere equilibrar el portafolio de generación con

---

base en la fuente, en el tipo de tecnología y en la volatilidad de precios; sin embargo, el equilibrio se dará en términos reales cuando se incorporen las externalidades asociadas a cada caso a los costos de generación. Otro aspecto que se debe tener en cuenta es que el uso de las fuentes de energía renovable permite utilizar los nuevos desarrollos tecnológicos que, sin duda, definirán las opciones futuras de generación eléctrica.

Un factor determinante para el desarrollo de estas fuentes son las políticas gubernamentales y su marco jurídico, ya que, hasta hace poco tiempo, la energía proveniente de fuentes renovables se transmitía a la red eléctrica en condiciones poco competitivas. Actualmente, la generación basada en algunas de estas fuentes cuenta con algunos beneficios, como la medición neta, lo que permite aprovechar la red nacional como un “banco”, en el que se “depositan” los excedentes de energía generada y se “retiran” en función de la demanda. Esto es válido para la energía que se genera de manera intermitente, como la energía eólica, que se produce en las horas en las que el viento sopla con mayor fuerza, la energía fotovoltaica, que aprovecha las horas de mayor intensidad luminosa –es decir, de mayor radiación solar– y las minihidroeléctricas, en las que el generador de energía eléctrica no puede controlar las compuertas de salida del agua.

Las energías renovables pueden beneficiar al país al apoyar el suministro de energía, particularmente de electricidad. Además, ofrecen otras ventajas, como la generación de empleos, una derrama económica en la zona, la disposición limpia de desechos municipales, agropecuarios e industriales, e incluso la recuperación de tierras degradadas o no aprovechadas.

Si bien el incremento en los precios de los combustibles fósiles ha sido un elemento que ha impulsado el desarrollo de las energías renovables, al aumentar su rentabilidad, los distintos sectores económicos pueden encontrar elementos adicionales que favorezcan el uso de estas fuentes de energía. Por ejemplo, el uso y la distribución del agua, así como su recuperación y reutilización, pueden encontrar en las plantas minihidroeléctricas un elemento que favorezca su rentabilidad, tal y como ocurrió en el pasado con las empresas mineras que requerían asegurar un suministro continuo de electricidad. De la misma manera, las turbinas eólicas pueden apoyar a las actividades agrícolas y agropecuarias, al asegurar el suministro de agua para riego y para la ganadería.

## 12.2 Recomendaciones para apuntalar el aprovechamiento de la energía renovable

### 12.2.1 El marco regulatorio en México

La participación de las fuentes de energía renovable en el mundo se está incrementando. México, por su ubicación geográfica, se encuentra frente a un nicho de mercado en expansión y con grandes oportunidades. Según se estima en el reporte REN21, el continente americano contará en 2020 con cerca del 29% de la capacidad instalada total de energía renovable en el planeta.

Por otra parte, los cambios institucionales y en el marco jurídico que se han aprobado recientemente, como la Ley para el Aprovechamiento de las Fuentes de Energía Renovable y su Reglamento, han mejorado las condiciones para el desarrollo y el aprovechamiento de estas fuentes. Aún así, quedan aspectos importantes que se deben resolver, como la reglamentación de la tenencia de la tierra y la definición de reservas territoriales que den certeza jurídica a las inversiones en este campo.

Para promover la adopción de fuentes de energía renovable, el 28 de noviembre de 2008 se publicó en el Diario Oficial de la Federación la Ley para el Aprovechamiento de las Fuentes Renovables de Energía y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE). Esta Ley ha sido acertada, ya que supera el vacío legislativo en torno a las energías renovables y atiende algunos compromisos internacionales de México sobre desarrollo sustentable.

Lo que llama la atención es que la LAERFTE operó con una escasa densidad normativa; las condiciones para la instrumentación de los proyectos de energía renovable no se encuentran en la Ley, sino que se definirán mediante normas de menor jerarquía, entre las que destacan las disposiciones que ha de emitir la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y que se establecen en el artículo 7 de la LAERFTE. Esto implica que el conjunto de títulos habilitantes que se otorguen al generador serán la barrera o el impulso más próximo para el desarrollador de proyectos.

---

El capítulo sobre el marco normativo señala claramente algunas de las disposiciones pendientes, entre las que destacan las siguientes cuatro. En primer lugar, la CRE debe definir, previa opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), los permisos y los modelos de contrato y el conjunto de derechos y obligaciones a los que se sujetarán tanto el generador como el suministrador. Se trata de instrumentos jurídicos que, para convertirse en incentivos, dependerán también del sistema de contraprestaciones que dicte la CRE, previa opinión de la SHCP. En segundo lugar, se calculará y se acreditará el aporte de capacidad que estos proyectos proporcionan a la red eléctrica, de acuerdo con las directivas de interconexión y con las metodologías dictadas por la CRE. Esta materia, junto con las reglas de despacho, es una cuestión sustantiva en términos de costos y de recuperación de la inversión. En tercer lugar, se debe lograr la integración de componentes y de equipos desde una perspectiva de planeación energética nacional mediante el diseño y publicación de Normas Oficiales Mexicanas (NOM). Por último, se deben definir los destinatarios del fondo y las condiciones para aplicar los estímulos que de él se deriven, mediante las Reglas de Operación del Fondo de Transición Energética.

Por ejemplo, el artículo 14 de la LAERFTE dispone que las contraprestaciones deberán incluir pagos por los costos derivados de la capacidad de generación y por la generación de energía asociada al proyecto. Las contraprestaciones podrán depender de la tecnología y de la ubicación geográfica de los proyectos. Por su parte, los artículos 16 y 17 de la LAERFTE dejan los modelos de contrato y las contraprestaciones entre suministradores y generadores a las disposiciones normativas que emitirá la CRE.

La promoción de la inversión en energías renovables implica brindar certidumbre jurídica. Así pues, se insta a las autoridades correspondientes a continuar expidiendo tan pronto como sea posible todas las metodologías, las reglas y los procedimientos que indica la LAERFTE.

### 12.2.2 El potencial de la hidroelectricidad

La tecnología de las centrales hidroeléctricas está madura. El desarrollo de centrales importantes en el mundo se inició a principios del siglo XX. En México, se construyeron las primeras grandes hidroeléctricas para el sistema interconectado nacional en los años cincuenta; sin embargo, el nivel de aprovechamiento de este recurso aún no llega a su madurez. A escala

mundial, el potencial macrohidroeléctrico explotado es del 38% mientras que en México esta cifra es del 22%. Asimismo, a nivel mundial el potencial minihidroeléctrico explotado en todo el mundo es del 36%, mientras que en México esta cifra es del 6%.

Se debe realizar un esfuerzo coordinado para terminar de evaluar el potencial económico minihidráulico nacional. Se podrían desarrollar de 500 MW a 800 MW con esta fuente energética en los próximos diez años. Al igual que con otras tecnologías, es posible alcanzar una buena integración nacional de la industria minihidráulica para apoyar el desarrollo económico del país.

Además de los aspectos tecnológicos, será muy importante atender los aspectos sociales relacionados con el aprovechamiento del recurso hídrico. La Comisión Federal de Electricidad (CFE) está desarrollando proyectos de gran capacidad, algunos de los cuales se han enfrentado a una gran oposición de las comunidades en donde se ubican, por lo que se requiere un acercamiento y negociaciones previas con los grupos sociales de la zona. También hay varios proyectos privados para establecer pequeñas centrales hidroeléctricas en varios estados de la República Mexicana, que combinan los intereses del sector agrícola con los del sector industrial. Cabe recordar que un esquema similar dio origen a la central de Necaxa y a la consecuente electrificación residencial, hace ya un siglo.

El desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas permite abatir costos y mejorar las condiciones eléctricas de la red de media tensión. El marco jurídico y regulatorio permite el desarrollo de la minihidráulica en México (174 MW), aunque aún quedan acciones pendientes en torno a la normatividad y al número de trámites y de actores que deben atenderse para poder obtener un permiso de aprovechamiento.

### 12.2.3 Biocombustibles: en camino a la segunda generación

El desarrollo sustentable y la adopción de los biocombustibles representan un punto de partida para detener el deterioro ambiental. Sin embargo, México tiene diversas limitaciones para desarrollar los biocombustibles, aunque también cuenta con oportunidades que se deben aprovechar.

En la actualidad, existen diversas alternativas tecnológicas para mejorar la producción de cultivos precursores del proceso del etanol, de semillas trans-

---

génicas resistentes a condiciones de cultivo desfavorables y de refinerías de ciclo cerrado para promover los usos alternativos de los subproductos generados durante la producción de bioetanol. Aun así, se requiere una fuerte inversión pública y privada. Asimismo, se necesitan incrementar los subsidios para que el bioetanol pueda competir en el mercado internacional y para que tenga un impacto positivo sobre el medio ambiente.

Para entender las implicaciones de los biocombustibles en México, es necesario realizar una investigación multidisciplinaria. Por ejemplo, la selección de la semilla precursora empleada en la producción de etanol debe tomar en cuenta el conocimiento agronómico, el balance energético (que expresa la relación entre la demanda y la producción energética para una determinada combinación de materia prima y proceso de conversión), la disponibilidad de subproductos de valor económico, los impactos ambientales (en la producción agrícola y en la industrial) y la competencia con la producción alimentaria. Con esos supuestos, la caña sobresale como la opción más viable para promover la producción de etanol en México en el corto plazo, ya que además se cuenta con una larga experiencia en el uso de ese cultivo. No obstante, esto no significa que la caña sea la única opción para producir etanol en México.

Una limitación importante para el uso del maíz como materia prima para la producción de etanol es que éste forma parte de la canasta básica de la alimentación mexicana. Aunque diversos estudios revelan que su uso en el mercado de biocombustibles tiene un impacto muy bajo sobre su precio, algunas instituciones gubernamentales, como la Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación (SAGARPA), consideran que es necesario resguardar la soberanía alimenticia de los ciudadanos antes de usar el maíz (u otro precursor) para otros fines. De acuerdo con los estudios que presentó Romero-Hernández, que incluyen un análisis de ciclo de vida y un balance energético del etanol producido en México a partir del maíz, es posible concluir que se debe evitar la utilización del grano de maíz como precursor de bioetanol, ya que, entre otros factores, el daño ecológico es mayor que el beneficio.

En México, ya se publicó una licitación para que empresas particulares surtan 176 millones de litros de etanol anuales a PEMEX Refinación. El precio de compra del etanol está fijado en un máximo de 8.20 pesos por litro por cinco años, lo que deja al producto el riesgo de un aumento en el precio de sus insumos y de sus materiales precursores. Asimismo, el uso del maíz nacional está prohibido, con lo que los insumos para la fabricación del eta-

no se limitan prácticamente a la caña de azúcar, y se prefiere a aquellas empresas con instalaciones de producción en el país (Reforma, 2009). Será importante darle seguimiento a esta licitación y verificar que el programa de biocombustibles en realidad continúe alineado a los principios económicos, sociales y ambientales que requiere todo proyecto sustentable.

Por esta razón, desde 2008, se cuenta con leyes que regulan la investigación y el desarrollo de bioenergéticos, como la Ley de Promoción y Desarrollo de Bioenergéticos y la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética. México se encuentra en la etapa inicial de la regulación de esta nueva industria y le queda un gran camino por recorrer para poder contar con un sistema jurídico fuerte sobre el cual esta industria pueda apoyarse y desarrollarse plenamente.

Los biocombustibles de segunda generación son una mejor opción para México, ya que éstos no compiten con los alimentos, su cultivo es de menor costo y su balance de energía y de emisiones de gases es positivo. Hoy se sabe que los cultivos energéticos de segunda generación tienen una eficiencia en el uso de suelo 50% mayor que la eficiencia de los de primera generación, en términos de la distancia que puede recorrer una unidad de transporte con lo generado por una hectárea de cultivo. Además, estos combustibles no son exclusivos para el transporte; también pueden utilizarse como combustibles de cocina –principalmente en aquellas zonas rurales en donde se encuentren las plantas transformadoras– para evitar las emisiones de gases de efecto invernadero.

Este tipo de biocombustibles aún se encuentran en etapa de investigación y desarrollo, por lo que su introducción comercial podría tardar algunos años más. Se considera que México podría participar activamente en este mercado por su gran diversidad climática y su mano de obra barata. Además, actualmente cuenta con grupos de investigadores muy creativos, quienes podrían llegar a desarrollar tecnología acorde con las condiciones del país. Esto es importante, ya que los países que han logrado adelantos en biocombustibles de primera y de segunda generación están muy industrializados, y sus condiciones agrícolas, económicas y tecnológicas son muy diferentes a las de nuestro país.

Con esto se llega a la conclusión de que debe contar con un gran sistema tecnológico, innovador e informativo, en el que cada uno de los eslabones que conforman la cadena de suministro en esta actividad estén intercomu-

---

nicados y participen activamente. No sólo deben ser capaces de producir y de exportar cultivos energéticos, como la *jatropha* o las algas, sino que también deben tener la posibilidad de transformarlos en combustible líquido y de mezclarlos con gasolina. Para esa tarea se requiere que el mercado de combustibles fósiles tenga una participación relevante, al compartir sus ya bien establecidos canales de distribución e instalaciones de mezclado con esta nueva forma de combustible. Cabe aclarar que los biocombustibles aún no están considerados como sustitutos perfectos de la gasolina en un futuro inmediato; simplemente representan un método de transición hacia combustibles más limpios.

Asimismo, es indispensable contar con la participación de otros países, ya sea para iniciar proyectos de investigación de manera conjunta, para invertir en la apertura de plantas de producción de etanol y de automóviles de motor flexible, así como para transferir adelantos tecnológicos y establecer normas o tratados que regulen el uso internacional de la bioenergía y su comercio internacional. México va por buen camino, ya que ha empezado a colaborar con países como Estados Unidos y Canadá compartiendo información entre sus Comisiones de Bioenergía. Promover la cooperación entre los tres países socios del Tratado de Libre Comercio de América del Norte podría proporcionar beneficios importantes.

#### 12.2.4 Biomasa y biogás

Las tecnologías modernas de la biomasa tienen la capacidad de prestar mejores servicios basados en la energía disponible y en los recursos de la biomasa agrícola residual. La disponibilidad de biomasa de bajo costo en las zonas rurales podría ayudar a proporcionar servicios más limpios y más eficientes para apoyar el desarrollo local, para promover la protección del medio ambiente, para mejorar los combustibles domésticos y para mejorar los medios de subsistencia rurales. Además, las tecnologías modernas de la energía de la biomasa pueden contribuir a que se logre una mejor gestión de los residuos biológicos.

Los estudios existentes indican que, en comparación con otras fuentes de energía primaria, el potencial de generación de empleo de la biomasa moderna se encuentra entre los más altos. Por ejemplo, en Brasil, la producción anual de 14 millones de litros de etanol de caña de azúcar es responsable de la creación de 462,000 empleos directos y 1,386,000 puestos de trabajo indirectos en el país, lo que corresponde a una tasa anual de 263,000

puestos de trabajo generados. En México, las cifras sobre el potencial de la bioenergía contrastan con las de su aprovechamiento. El intervalo de valores del potencial de generación de bioenergía en México oscila entre 3,035 PJ y 4,055 PJ al año, lo cual contrasta significativamente con el escenario actual, en el que únicamente se generan 408 PJ (GBEP, 2008).

El impacto de las modernas tecnologías de la energía de la biomasa entre los más pobres no queda claro, ya que puede incentivar la competencia entre los recursos de la biomasa disponible y la tierra. La energía de la biomasa moderna de gran escala puede conducir a una mayor marginación de la población rural pobre si no se procede con la cautela y la planeación adecuadas. Sin embargo, es posible que el crecimiento y el desarrollo de estas tecnologías pudieran dar lugar a un aumento de los ingresos de los más pobres (por ejemplo, los pequeños productores de azúcar).

El biogás es actualmente una alternativa viable y sostenible para la generación de energía en nuestro país. El camino que se debe seguir ya fue trazado por países que han utilizado esta tecnología por años y que han puesto en marcha exitosamente mecanismos, leyes e incentivos para su fomento y crecimiento. Esta fuente de energía renovable puede generar un total de 649 MW en el corto plazo aprovechando los recursos existentes. Las iniciativas recientes en nuestro país, así como los últimos cambios en la legislación sobre energías renovables, constituyen un primer paso; sin embargo, hay un largo camino por recorrer para estar a la altura de los países más desarrollados.

Asimismo, los desechos de las grandes ciudades constituyen una importante fuente de energía renovable para la generación eléctrica, con ventajas sociales, ambientales y económicas. Su aprovechamiento es factible en rellenos sanitarios que permiten la formación de biogás, el cual se envía a generadores eléctricos, aunque también hay métodos que consideran la incineración directa. El aprovechamiento del biogás de los rellenos sanitarios es una aplicación incipiente en México, pero con un gran potencial.

En el mismo caso se encuentra la generación de electricidad basada en el aprovechamiento de aguas negras municipales, a partir de las cuales se puede también producir biogás. Otra fuente importante para la generación de este biocombustible se encuentra en los desechos de las granjas porcícolas y avícolas, así como en los grandes centros de producción lechera, todos ellos con un gran potencial que aún se debe aprovechar.

---

### 12.2.5 Cosechar el viento

A pesar de que México cuenta con uno de los mejores potenciales de energía eólica del mundo, con más de 10,000 MW de clase I y II, el desarrollo de este tipo de recurso energético ha sido muy limitado, con menos de 500 MW instalados hasta 2009. Además, las perspectivas de mediano plazo no contemplan un crecimiento importante, ya que se espera tener instalados menos de 4,000 MW para el año 2017.

La razón principal de la evolución tan lenta de la energía eólica en México es la falta de incentivos públicos que fomenten el uso de energías renovables, así como la falta de un esquema regulatorio claro que permita una mayor participación del sector privado en el desarrollo de parques eólicos.

México se encuentra en un momento inmejorable para aplicar las lecciones aprendidas en el desarrollo de la energía eólica en otros países, pues recientemente ha aprobado una Ley para impulsar el desarrollo de energías renovables y está en el proceso de definir los detalles de los diferentes mecanismos contemplados en la Ley. Esto permite valorar a México en forma objetiva y concluir que falta un trecho largo por recorrer, pero que vamos por la ruta correcta.

Otros países utilizan diferentes estrategias para promover las energías renovables, pero los incentivos mexicanos tienen un bajo impacto. La experiencia de California y de Texas en Estados Unidos muestra la relevancia que pueden tener ciertos mecanismos regulatorios en el desarrollo de la industria eólica. En particular, se ha demostrado el éxito de los subsidios temporales a la generación renovable, así como el establecimiento de metas mínimas de generación con fuentes renovables.

En el tema ambiental, no se puede negar que hay una tarea pendiente y que existen los medios, las estrategias y los recursos para hacerlo. No hay ninguna razón para soslayar medidas de protección y de mitigación de impactos.

Desde el punto de vista económico, se ha demostrado que con factores de planta menores al 30% las empresas logran hacer negocios en otras partes del mundo. México tiene sitios con ese potencial e incluso superiores, lo que debe de ser un incentivo para la creación de empleos y para el fortalecimiento de las capacidades locales. Asimismo, se requiere ampliar

el rango de velocidad del viento en el que se mantiene una alta eficiencia de la turbina, mejorar la infraestructura para transmitir la energía eléctrica generada lejos de la costa, promover nuevas tecnologías para el almacenamiento de la energía y reforzar las torres que soportan a las turbinas para incrementar su resistencia y reducir su costo.

### 12.2.6 Calor desde la Tierra

La energía geotérmica es un recurso renovable, dado que la energía obtenida se reemplaza continuamente por más energía en tiempo similar al requerido para su obtención.

En general, los usos directos de la geotermia para calefacción, balnearios, invernaderos y otros usos agropecuarios e industriales, incluidas las bombas de calor geotérmico, se han desarrollado mucho más que su uso indirecto para la generación de electricidad. En México ha ocurrido lo contrario: en la actualidad se cuenta con una capacidad geotermoeléctrica de 958 MW en operación, con reservas probadas de al menos 175 MW adicionales y con reservas probables de otros 3,000 MW como mínimo. Pero para el desarrollo y la explotación de los recursos geotérmicos no convencionales, como los de baja y media temperatura, los de roca seca caliente y los yacimientos submarinos, hace falta superar las barreras tecnológicas y económicas que los hacen incosteables.

Para impulsar el desarrollo de la geotermia, es recomendable investigar y aplicar técnicas de perforación que permitan abatir los costos de los pozos, pero también es preciso desarrollar nuevos materiales a costos más bajos (tuberías, bombas, aditivos, intercambiadores de calor y sistemas de enfriamiento). Éstos deben integrarse en diseños novedosos, de tal manera que el sistema en su conjunto resulte más eficiente y, consecuentemente, más económico.

En México, sería recomendable contar además con una legislación específica para la geotermia que incluya el subsidio inicial para el desarrollo y la explotación –particularmente de los recursos geotérmicos no convencionales–, mediante estímulos fiscales u otros mecanismos, tal como se hace con las energías renovables y ambientalmente benignas en otras partes del mundo. Esto aumentaría la disponibilidad de los servicios de exploración y de explotación geotérmica, atraería inversiones en investigación y desarrollo, y fortalecería la cooperación internacional. También es recomendable

---

que los nuevos proyectos geotermoeléctricos, tanto convencionales como no convencionales, recurran al Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) del Protocolo de Kioto para obtener créditos de carbono o certificados de reducción de emisiones que se pueden utilizar para abatir el costo unitario total.

Todo esto sin duda contribuirá a asegurar el abastecimiento energético del país, a mitigar los efectos del cambio climático y a fortalecer un mercado diversificado de energía, de una manera social, ambiental y económicamente sustentable. México exporta electricidad generada a partir de las fuentes geotérmicas y existe el potencial para expandir estas exportaciones y celebrar convenios con los gobiernos federales y estatales de Estados Unidos.

### 12.2.7 Solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es una gran fuente para el desarrollo sustentable de México. Comparándola con otras, ésta es una fuente de energía eléctrica que no requiere combustibles o consumibles, no produce emisiones durante la generación eléctrica, prácticamente no requiere mantenimiento durante más de veinticinco años de vida útil, se instala de forma muy rápida y económica, entre otras ventajas. Es la forma más viable de electrificar comunidades rurales, es una manera de generar energía “limpia” en las ciudades, es una oportunidad de diversificar la canasta energética de la CFE, es una industria de alto valor agregado que requiere múltiples productos y servicios de otros sectores y representa una oportunidad de crear empleos de calidad.

México cuenta con un enorme potencial de aprovechamiento de la energía solar, sobre todo en el norte del país. Este potencial puede satisfacer una parte del consumo interno, pero también se puede exportar. Existe una posibilidad real de exportar energía solar fotovoltaica a Arizona y a California, en donde existe una demanda creciente de energía verde. Hay muchos casos de éxito en el mundo, y muchos de los países líderes en el mercado fotovoltaico quisiera tener una radiación solar como la mexicana. Desde el punto de vista económico, ambiental y de seguridad energética, el gobierno mexicano tiene que definir el quehacer nacional en materia fotovoltaica.

Para lograrlo, se tienen que establecer metas claras y concretas en el corto, mediano y largo plazos sobre la capacidad instalada fotovoltaica.

La capacidad proyectada puede corresponder a objetivos de electrificación de la población, a criterios de diversificación de la canasta energética, al fomento de la industria fotovoltaica nacional, entre otros. La planeación estratégica deberá incluir la definición de áreas de oportunidad o de aplicación, objetivos de desarrollo de capacidad industrial nacional, metas de investigación científica y tecnológica, entre otros factores. El plan de acción, por su parte, deberá detallar los objetivos anteriores de forma cuantitativa y con fechas concretas para su cumplimiento.

En cuanto al marco regulatorio, la legislación mexicana ya permite el autoabastecimiento energético, así como la conexión a la red de sistemas fotovoltaicos de particulares. Hace falta establecer procedimientos administrativos claros y sencillos, que seguramente emergerán del reglamento de LAERFTE. Asimismo, se necesita elaborar una Norma Oficial Mexicana para certificar la calidad de las instalaciones fotovoltaicas y de sus componentes.

De los dos esquemas de soporte financiero más populares en el mundo para el apoyo financiero a la compra del sistema fotovoltaico y para la producción de la energía solar, los analistas coinciden en que las feed-in-tariffs son las que más estimulan el consumo y las que conllevan más beneficios económicos. Las tarifas de energía solar pueden ser subsidiadas por los gobiernos o prorrateadas del consumo de los demás usuarios de electricidad. Asimismo, otro esquema de apoyo financiero a las inversiones fotovoltaicas consiste en la inclusión de externalidades en los costos de generación eléctrica de todas las fuentes.

Para promover el uso y la aplicación de las tecnologías fotovoltaicas en Mexico, se debe informar a todas las instancias gubernamentales de los beneficios y de los programas fotovoltaicos en el país. También es necesario impulsar mecanismos de promoción detallados, que respondan a objetivos federales entre el sector empresarial, el académico y la sociedad civil. Esto debe hacerse con el fin de fomentar el consumo y la investigación de energías renovables, específicamente la solar fotovoltaica. Por otro lado, se requiere calificar la capacidad de las cadenas productivas que podrían participar de la tecnología fotovoltaica y fomentar la construcción de las plantas manufactureras que hagan falta para cumplir la estrategia fotovoltaica general. En cuanto al área de investigación y desarrollo, es necesario mejorar la eficiencia y reducir simultáneamente el costo de generación, desarrollar nuevos materiales y diseñar nuevas tecnologías de almacenamiento de energía.

---

### 12.2.8 Solar térmica

El uso de la energía termosolar se recomienda en zonas áridas o semiáridas con una irradiación promedio anual de 1,700 kWh/m<sup>2</sup>. En México, estas zonas abarcan los estados de Sonora, Baja California, Chihuahua, Durango, Zacatecas, Coahuila, Sinaloa y Aguascalientes, principalmente.

Se recomienda la instalación de sistemas híbridos en las plantas termoeléctricas actuales del país que se encuentran localizadas en sitios con las características de irradiación y clima mencionadas (norte del país). Las plantas más eficientes son las integradas de ciclo combinado y solar (con torre central o de canales parabólicos). Se les puede instalar un sistema de almacenamiento térmico por sales fundidas o sal de nitratos fundidos (con dieciséis horas de almacenamiento) para aumentar la capacidad de suministro y el factor de planta (del 22% al 60%) y disminuir el tamaño de la turbina, así como ir reduciendo el porcentaje generado por la quema de combustibles fósiles.

La instalación de plantas de paraboloide es recomendable en zonas alejadas de la red eléctrica nacional debido a que son más económicas que las de sistemas fotovoltaicos en aplicaciones de 10 kW hasta 10 MW. Se recomienda la instalación de plantas termosolares de gran tamaño (de más de 400 MW) y cercanas entre ellas para reducir los costos de generación por concepto de mantenimiento y operación. La literatura indica que al duplicar el tamaño de la planta se reduce el costo de capital entre el 12% y el 14%.

Asimismo, se debe buscar la instalación de plantas termosolares de estanque solar cerca de las minas de sal, de las salinas y de las zonas costeras, ya que el costo de éstas es muy bajo y tienen un gran potencial para la generación de energía eléctrica y para su aprovechamiento en aplicaciones directas de calor a temperaturas inferiores a los 90 °C. También se debe promover más la compra y la instalación de sistemas pasivos de colectores planos (de tezontle o evacuados, por su costo y su eficiencia) y de captación estructural en el sector doméstico e industrial. Esto representa una oportunidad para expandir el uso de colectores en los desarrollos residenciales de clase media-baja y media. Por otro lado, se deben establecer programas de desarrollo del campo que incluyan aplicaciones solares en la agricultura y en la acuicultura para fomentar su crecimiento con un bajo costo.

En general, hace falta modificar el marco legal y crear mecanismos de financiamiento para mejorar los incentivos que favorezcan la inversión privada en

tecnologías renovables de generación. En el caso de México, la energía solar tiene un gran potencial que se ha desaprovechado, con los resultantes costos económicos y ambientales. Sin embargo, se espera que después de la conferencia de las Naciones Unidas en Cancún el tema cobre mayor relevancia y surjan políticas públicas que incentiven el aprovechamiento de la energía termosolar.

Por último, la utilización de fuentes de energía termosolar debe maximizarse, tomando en cuenta la ubicación privilegiada del país en términos de captación solar. La adecuada instrumentación de proyectos termosolares para satisfacer parte de la demanda base del sector eléctrico nacional puede ser un agente clave en la reducción de la huella de carbono asociada a la energía utilizada en México; esto, además, incrementaría la seguridad energética al basar la producción en un “combustible” inagotable y permanentemente disponible.

### 12.2.9 Microgeneración

La microgeneración es una opción disponible para complementar el sistema eléctrico nacional. Ante la falta de incentivos fiscales como los que existen en otros países, los proyectos de microgeneración deben presentar claras ventajas económicas o sociales para justificarse. Por ejemplo, pueden utilizarse para reducir los costos y el consumo de electricidad en un sistema conectado a la red. También son una opción atractiva cuando las interrupciones de energía afectan la productividad de las empresas o de las industrias. Incluso, en algunos casos, se pueden instalar como una planta de emergencia que esté en línea en los horarios de tarifa punta (en ciertos casos pueden incluso llegar a ser económicamente viables en horarios de tarifa intermedia).

Al analizar otras posibles circunstancias, las opciones de microgeneración pueden ayudar a incrementar la energía disponible cuando el proveedor de energía no tiene la capacidad para suministrar una demanda extraordinaria.

Por último, es importante señalar que los esquemas de microgeneración no son un sustituto de una red eléctrica nacional, sino un complemento que debe ser estudiado e instrumentado cuando así se requiera.

---

## 12.3

# Conclusiones finales

La Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética contempla un fondo de 3,000 millones de pesos anuales para la promoción de proyectos de energía renovable y la conformación de un Consejo Consultivo de las Energías Renovables en la que participen todos los sectores con el gobierno en el diseño de políticas públicas.

Los recursos naturales con los que cuenta nuestro país, su capital humano, el desarrollo del mercado nacional y su cercanía con el consumidor más grande de energía lo hacen un destino ideal para las inversiones en el sector energético. Sin embargo, seguimos sujetos a los avances tecnológicos de otros países y a las desventajas de no contar con patentes propias ni con incentivos para el desarrollo de soluciones específicas a las condiciones de nuestro país.

Hoy, más que nunca, es indispensable examinar opciones estratégicas de política macroeconómica que permitan establecer un marco propicio para el desarrollo productivo y que favorezcan el crecimiento de la inversión y del empleo, una mejor distribución de ingreso y un desarrollo sustentable. El desarrollo tecnológico, sin duda, será un aliado indispensable en el cumplimiento de estas metas.

Frente a la actual situación económica mundial, a la reducción en el presupuesto de egresos de la federación y a la falta de liquidez en las empresas, hacemos un llamado a los responsables de las políticas públicas a mantener y a abrir aún más la ventana de oportunidades que se deriva de las actividades de investigación y desarrollo.

Esto incluye la instrumentación de sistemas eficientes de energía solar, eólica o híbridos, la instalación de minihidroeléctricas, la instalación de nuevos sistemas de alumbrado, el diseño y construcción de electrodomésticos más eficientes, la producción de una gama más amplia y eficiente de aislantes térmicos, el desarrollo de biocombustibles de segunda generación y de automóviles híbridos y, en un futuro cercano, la incursión en el diseño y la construcción de centrales de secuestro de CO<sup>2</sup>, así como en la creación de redes inteligentes de transmisión y distribución de electricidad (smart grids).

También se debe mejorar la información estadística y las bases de datos sobre las fuentes de energía renovable y su aprovechamiento, para que las empresas en operación y los proyectos en desarrollo cuenten con mejor información para la toma de decisiones. Esto permitirá contar con capacidades adicionales y con infraestructura física, técnica y recursos humanos para identificar y aprovechar los nichos de oportunidad disponibles en el mercado nacional, que con el tiempo podrán atraer nuevas inversiones.

En cuanto al equilibrio ambiental y al calentamiento global, deben redoblar los esfuerzos para utilizar energías renovables como la hidráulica, la eólica, la solar y los biocombustibles. Las metodologías de evaluación para los proyectos de inversión deben incorporar elementos como la emisión de gases de efecto invernadero, la seguridad en el suministro y los escenarios de precios.

En el caso del aprovechamiento de las fuentes de energía renovable, las eficiencias de conversión pueden ser más elevadas y contribuir a reducir la dependencia de los combustibles fósiles. Sin embargo, la transición hacia estas fuentes no sólo tiene implicaciones técnicas, sino que requiere también un importante esfuerzo financiero, una tarea educativa y de difusión pública con una nueva orientación y la disponibilidad de información precisa y oportuna.

México tiene la capacidad tecnológica y empresarial para diseñar equipos y proyectos relacionados con las energías renovables con un gran potencial de desarrollo, que representan un nicho para la incorporación de profesionistas y técnicos especializados en esta materia.

En esta etapa de transición hacia una generación energética más limpia, los usos finales de la energía también son importantes para alcanzar una seguridad energética, dada la trascendencia de un uso inteligente y eficiente de los recursos. Esto implica un cambio social muy significativo; por ejemplo, será necesario que la construcción residencial y comercial considere aspectos como la iluminación natural, el aislamiento térmico y la recuperación de energía. Cabe señalar que esta transición es previsible, aun desde el punto de vista de las principales empresas energéticas del mundo que producen combustibles fósiles.

La adopción de proyectos generadores de energía a partir de fuentes renovables y los programas de eficiencia energética representan dos de las

---

principales áreas de oportunidad para seguir fortaleciendo la seguridad energética del país, para disminuir la emisión de gases de efecto invernadero y para promover el desarrollo económico y social. Esta obra presenta el estado de las energías renovables en nuestro país y sienta las bases para la discusión. Esperamos que este libro estimule el debate entre expertos y legisladores al demostrar la imperante necesidad de que se logren esfuerzos colaborativos para construir aplicaciones nacionales con las tecnologías existentes y para desarrollar nuevas tecnologías en este país.