

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO  
**FACULTAD DE ECONOMIA**

**“CURVA DE COSTOS MARGINALES DE ABATIMIENTO  
DE BIÓXIDO DE CARBONO (CO<sub>2</sub>) PARA EL SECTOR  
ELÉCTRICO EN MÉXICO”**

T E S I S  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
LICENCIADO EN ECONOMIA

P R E S E N T A :  
**ERIKA ORTIZ SÁNCHEZ**

ASESOR DE TESIS: DR. ROBERTO ESCALANTE SEMERENA

MEXICO,D.F. A NOVIEMBRE DE 2011



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

*GRACIAS...*

*A mi madre, a quién le debo todo. Por ser mi ejemplo de vida y mayor inspiración. Gracias por todo tu amor, apoyo incondicional y por darme la oportunidad de alcanzar mis sueños y ser una mejor persona. Sin ti esto no sería posible. Éste es tu logro.*

*A mi familia: Alberto, Margarita, Andrea y Santiago, por todo su amor y apoyo a lo largo de toda mi vida. Y sobre todo por impulsarme a seguir adelante y confiar en mí.*

*A Diana, Frida, Moni, Ada, Jime, Ever, Alfredo y Laura, por estar siempre conmigo y ser como mi segunda familia.*

*A Lucía, por todos sus consejos y su valiosa amistad. Sobre todo por todo su gran apoyo y impulsarme a lograr mis metas.*

*A Juan, por su amistad y por estar conmigo durante este largo camino.*

*A Marco, por su entusiasmo, conocimiento y disposición a ayudarme en todo momento. Eres una parte importante de este trabajo.*

*A Pablo Rendón por su disposición, aportación y gran ayuda en la realización de este proyecto. Gracias por el último empujón.*

*A Rodolfo Lacy, por la gran oportunidad de desarrollarme en el ámbito ambiental. Por su apoyo y confianza.*

*A Diana Noriega, por todo su apoyo y accesibilidad, así como por sus valiosos comentarios acerca de este trabajo.*

*A mi asesor: Dr. Roberto Escalante, por las sugerencias, comentarios y apoyo brindado en la realización de este trabajo.*

*Y en general a todos los que de alguna forma contribuyeron en la realización de este proyecto y estuvieron conmigo en este largo proceso.*

## Índice

I.	Descripción del sector eléctrico en México .....	5
I.1.	Importancia económica .....	5
I.2.	Capacidad instalada y generación de energía eléctrica .....	8
I.3.	Transmisión y generación de energía eléctrica .....	13
I.4.	Emisiones de CO <sub>2</sub> del sector eléctrico .....	15
I.5.	Normatividad en materia de energías renovables y fuentes alternativas de generación .....	16
II.	Fuentes alternativas de generación de energía eléctrica .....	18
II.1.	Situación mundial de fuentes alternativas de generación de energía eléctrica .....	19
II.2.	Descripción de las tecnologías alternativas para la generación de energía eléctrica .....	21
II.2.1.	Energía geotérmica .....	21
II.2.2.	Energía eólica .....	24
II.2.3.	Energía solar .....	27
II.2.4.	Energía hidráulica .....	30
II.2.5.	Energía nuclear .....	32
II.2.6.	Captura y almacenamiento geológico de bióxido de carbono .....	34
III.	Modelo .....	36
III.1.	Curva de costos marginales de abatimiento .....	38
III.2.	Línea base .....	39
III.2.1.	Cálculo de las emisiones de CO <sub>2</sub> en la línea base .....	42
III.3.	Escenario de mitigación .....	43
III.3.1.	Cálculo de las emisiones abatidas de CO <sub>2</sub> del escenario de mitigación .....	46
III.3.2.	Costos .....	47
IV.	Resultados .....	53
IV.1.	Caso 1: tasa de descuento de 0% .....	54
IV.2.	Caso 2: tasa de descuento de 2% .....	60
IV.3.	Caso 3: tasa de descuento del 4% .....	64
V.	Conclusiones .....	68

## Índice de tablas

Tabla I.1 Generación de electricidad por tipo de fuente, 2008.....	13
Tabla II.1 Capacidad instalada de energía geotérmica a nivel mundial, 2010.....	22
Tabla II.2 Costos de inversión para plantas geotérmicas .....	24
Tabla II.3 Capacidad instalada de energía eólica a nivel mundial, 2009 .....	26
Tabla II.4 Capacidad instalada de energía solar* a nivel mundial, 2009 .....	28
Tabla II.5 Costos de inversión y generación para la energía solar .....	29
Tabla II.6 Capacidad instalada de energía hidráulica a nivel mundial, 2009.....	31
Tabla II.7 Capacidad instalada de energía nuclear a nivel mundial, 2009 .....	33
Tabla III.1 Participación y generación de tecnologías en línea base, 2030.....	41
Tabla III.2 Factores de emisión de CO <sub>2</sub> .....	43
Tabla III.3 Capacidad propuesta para tecnologías alternas .....	44
Tabla III.4 Participación y generación respecto a la línea base, 2030.....	45
Tabla III.5 Factor de emisión de la mezcla de tecnologías fósiles .....	46
Tabla III.6 Datos para el cálculo de los costos .....	52
Tabla IV.1 Emisiones reducidas por tecnologías alternas, 2030.....	54
Tabla IV.2 Costos nivelados de tecnologías alternas con tasa de descuento de 0% .....	56
Tabla IV.3 Costos nivelados de tecnologías fósiles y de la mezcla con tasa de descuento de 0% .....	57
Tabla IV.4 Caso1: Costos de toneladas abatidas al año 2030 .....	58
Tabla IV.5 Costos nivelados de tecnologías alternas con tasa de descuento de 2% .....	60
Tabla IV.6 Costos nivelados de tecnologías fósiles y de la mezcla con tasa de descuento de 2% .....	61
Tabla IV.7 Caso 2: Costos de toneladas abatidas al año 2030 .....	62
Tabla IV.8 Costos nivelados de tecnologías alternas con tasa de descuento de 4% .....	65
Tabla IV.9 Costos nivelados de tecnologías fósiles y de la mezcla con tasa de descuento de 4% .....	65
Tabla IV.10 Caso 3: Costos de toneladas abatidas al año 2030 .....	66

## Índice de gráficos

Gráfico I.1 Comportamiento del consumo de energía eléctrica respecto al PIB, 1995-2008	6
Gráfico I.2 Capacidad instalada del sector público, 2008 .....	11
Gráfico IV.1 Caso 2: Curva de costos marginales de abatimiento al año 2030 (tasa de descuento 2%) .....	63
Gráfico IV.2 Caso 3: Curva de costos marginales de abatimiento al año 2030 (tasa de descuento 4%) .....	67

## Acrónimos

°C	Grados centígrados
BAU	Línea base ( <i>Business as Usual</i> )
BWR	Reactores de agua en ebullición ( <i>Boiling Water Reactor</i> )
CCS	Captura y almacenamiento geológico de bióxido de carbono ( <i>Carbon Capture and Storage</i> )
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CH <sub>4</sub>	Metano
CMM	Centro Mario Molina
CMNUCC	Cuarta Comunicación Nacional de México ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CO <sub>2</sub>	Bióxido de carbono
CONUEE	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
COPAR	Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico
DOE	Departamento de Energía de Estados Unidos ( <i>Department of Energy</i> )
GEI	Gases de efecto invernadero
Gt	Giga toneladas
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatts hora
HFC	Hidrofluorocarbonos
IEA	Agencia Internacional de Energía ( <i>International Energy Agency</i> )
IGCC	Ciclo combinado con gasificación integrada ( <i>Integrated Gasification Combined Cycle</i> )
IIE	Instituto de Investigaciones Eléctricas
INEGEI	Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero
IPCC	Panel Intergubernamental de Cambio Climático ( <i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i> )
kV	Kilovatio
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt hora
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
LyFC	Luz y Fuerza del Centro
m <sup>2</sup>	Metro cuadrado

<b>MACC</b>	Curva de costos marginales de abatimiento ( <i>Marginal Abatement Cost Curve</i> )
<b>Mt CO<sub>2</sub></b>	Millones de toneladas de bióxido de carbono
<b>MW</b>	Megawatt
<b>MWe</b>	Megawatt equivalente
<b>N<sub>2</sub>O</b>	Óxido nitroso
<b>OCDE</b>	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
<b>PECC</b>	Programa Especial de Cambio Climático
<b>PEMEX</b>	Petróleos Mexicanos
<b>PFC</b>	Hidrocarburos perfluorados
<b>PIB</b>	Producto Interno Bruto
<b>PIE</b>	Productor independiente de energía
<b>POISE</b>	Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico
<b>PWR</b>	Reactores de agua a presión ( <i>Pressurized Water Reactor</i> )
<b>SEN</b>	Sistema Eléctrico Nacional
<b>SENER</b>	Secretaría de Energía
<b>SF<sub>6</sub></b>	Hexafluoruro de azufre
<b>SIE</b>	Sistema de Información Energética
<b>SIN</b>	Sistema Interconectado Nacional
<b>tmca</b>	Tasa media de crecimiento anual
<b>TWh</b>	Terawatt hora

## Introducción

El cambio climático es un fenómeno atribuido, con evidencia científica, a la influencia de las actividades humanas sobre el clima, particularmente a partir de la época industrial. Actividades asociadas al uso de combustibles fósiles, cambios de uso de suelo y agricultura, entre otras, modifican las concentraciones atmosféricas de los gases de efecto invernadero (GEI). Este cambio en la composición química de la atmósfera altera el balance energético del sistema climático y tiene como consecuencia un aumento en la temperatura global. Los estudios desarrollados por los expertos del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés) ofrecen evidencia de un incremento continuo en la temperatura mundial de 0.2 °C por década en un periodo de 30 años (IPCC; 2007). Este organismo define al cambio climático como *“cualquier cambio producido durante el transcurso del tiempo, ya sea debido a la variabilidad natural o a la actividad humana”*. Por otro lado, la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático se refiere a éste término como *“un cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera y que se suma a la variabilidad climática natural observada durante periodos de tiempo comparables”* (IPCC; 2007).

Los principales gases de efecto invernadero asociados a este fenómeno son seis: dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), hidrocarburos perfluorados (PFC), hidrofluorocarbonos (HFC) y hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>). El CO<sub>2</sub> es el gas más importante, ya que representa aproximadamente el 70% del total de GEI<sup>1</sup>. De 1970 a 2004, sus emisiones anuales crecieron 80% (IPCC, 2007). Según la Agencia Internacional de

---

<sup>1</sup> En el año 2004.

Energía (IEA por sus siglas en inglés), en el 2006 se registraron 28,003 Mt de CO<sub>2</sub>. Del total de emisiones mundiales de este gas, 46% proviene de los países pertenecientes a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), siguiéndoles en importancia China con 20% y la Unión Soviética con 10%. Por tipo de combustible, 42% se origina por el uso de carbón y turba, 39% de petróleo y 19% por el uso de gas.

Entre las principales consecuencias del cambio climático se encuentran el cambio en la temperatura y el derretimiento de los polos, alteraciones en el volumen y frecuencia de precipitaciones, modificación en la salinidad y acidez de los océanos, incremento del nivel del mar, aumento en la intensidad y frecuencia de eventos extremos (huracanes, incendios, olas de calor) y modificaciones abruptas e irreversibles en el clima (cambios en el monzón de la India y en la circulación oceánica) (IPCC, 2007; Carabias, Molina, y Sarukán 2010). El cambio climático representa uno de los principales retos a resolver para la humanidad, así como lo son la pobreza extrema, desnutrición, la mortalidad infantil, entre otros. Los efectos de estos cambios resultan un tema relevante en el ámbito ambiental y de manera notable en materia de desarrollo económico, ya que involucran la disponibilidad de los recursos a corto y largo plazo.

México no sólo es víctima de la crisis ambiental provocada por el cambio climático, sino que también enfrenta un escenario económico complicado frente a la inminente escasez de recursos energéticos y las relaciones dependientes que se han forjado en dicho sector. Ambas situaciones representan un obstáculo al desarrollo económico y social del país; sin embargo, es posible construir enlaces entre dichas problemáticas y delinear estrategias que fortalezcan la resiliencia mexicana ante estos dos retos. Uno de esos enlaces es el sector de generación de energía, el cual no sólo representa el área con las oportunidades más cuantiosas y rentables de mitigación, sino que también requiere, con

urgencia, de estrategias de diversificación y eficiencia para ser nacional y globalmente competitivo.

En este sentido, el objetivo de la tesis es estimar los costos de las tecnologías de mitigación de CO<sub>2</sub> para el sector eléctrico en México y representarlos en una curva de costos marginales de abatimiento (MACC por sus siglas en inglés). Con esto se podrá determinar qué opciones son costo-efectivas para la generación de energía eléctrica. La hipótesis que se pretende demostrar es que existen tecnologías capaces de mitigar CO<sub>2</sub> que presentan beneficios económicos y ambientales. Para esto, se propone un ejercicio que pretende abarcar tanto el aspecto económico como el ambiental de 8 tecnologías: eólica, geotérmica, solar fotovoltaico, solar térmico, hidráulica, mini-micro hidráulica, nuclear y ciclo combinado con gasificación integral (IGCC por sus siglas en inglés) con captura y almacenamiento geológico de bióxido de carbono (CCS por sus siglas en inglés). En la evaluación económica se calculan los costos nivelados de dichas tecnologías. Mientras que en el análisis en materia ambiental se establece el beneficio en emisiones abatidas de CO<sub>2</sub>. Todo esto bajo un análisis de sensibilidad que comprende el uso de tres tasas de descuento diferentes: 0%, 2% y 4%.

El presente documento se subdivide en cinco secciones. La primera consiste en una revisión general del sector eléctrico en México y en una descripción de los rasgos generales de las tecnologías que componen el mercado nacional (capacidad instalada, generación, combustibles utilizados y emisiones). También se presenta un breve compilado sobre las leyes en materia de tecnologías renovables en el país. El capítulo dos describe la situación actual de las fuentes renovables de generación de energía eléctrica a nivel mundial en términos generales. Además se muestran las características de las ocho tecnologías que se proponen en el modelo de la tesis. El capítulo tres contiene la explicación de las variables

para el planteamiento del modelo y los datos que se utilizan. En la sección cuatro se presentan los resultados del modelo propuesto. Finalmente, el capítulo cinco reúne las conclusiones arrojadas por el análisis.

## **I. Descripción del sector eléctrico en México**

### **I.1. Importancia económica**

El sector energético es fundamental para el desarrollo económico de los países. Dentro de éste, la generación de energía eléctrica representa un elemento primordial para la producción de bienes y servicios, y resulta indispensable para el mejoramiento de la calidad de vida de la población. Por este motivo resulta indispensable garantizar un abasto de energía a través de una planeación sustentable del sector eléctrico. Es preciso conocer la composición del sistema eléctrico para tomar decisiones que aseguren una oferta de energía que sea económicamente viable y amigable con el medio ambiente.

En términos generales, el consumo de energía eléctrica ha estado correlacionado positivamente al Producto Interno Bruto (PIB). Es decir, incrementos en el PIB implican aumentos en el consumo, aunque a tasas diferentes. En el Gráfico I.1 es posible apreciar que las caídas más significativas en el consumo se presentaron cuando existió una disminución del PIB – como en los años 1995 y 2000 –. La diferencia en la variación de las tasas de crecimiento se debe a factores tales como el comportamiento dinámico de los sectores residencial y empresa mediana, así como a la demanda de industrias intensivas en consumo energético.

El consumo de energía eléctrica está integrado por las ventas internas<sup>2</sup> y por el autoabastecimiento<sup>3</sup>. En el periodo de 1990 a 2008 el consumo de energía eléctrica en México creció a una tasa promedio de 4%; en 2008 alcanzó la cifra de 207,859 GWh (SENER 2009). De los cinco sectores a los que se destinan las ventas de energía eléctrica,

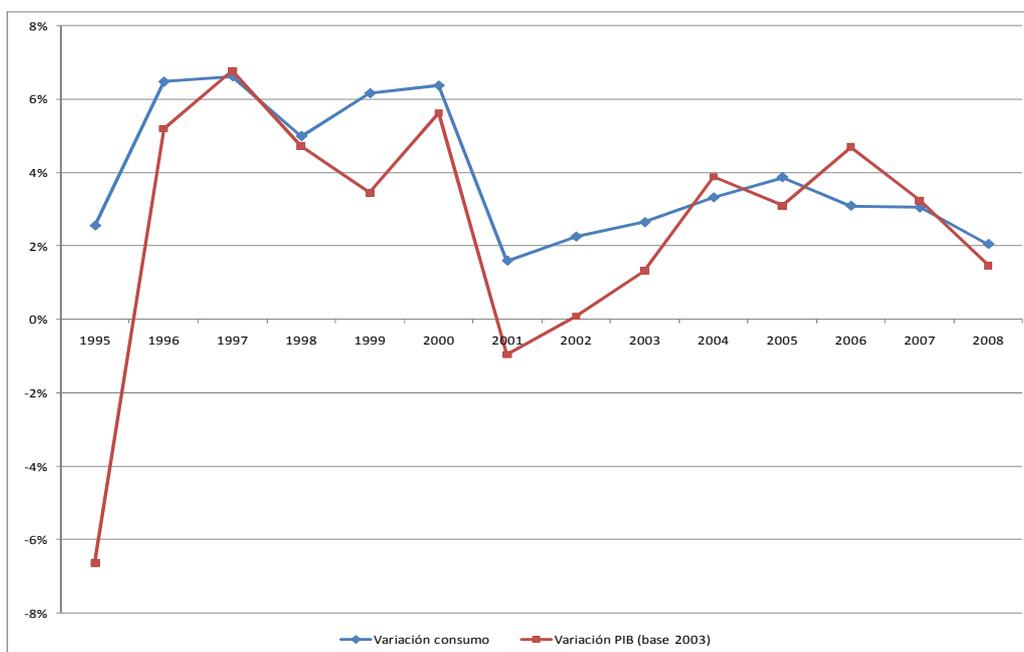
---

<sup>2</sup> Las ventas internas representan el 90% del consumo nacional de energía eléctrica (SIE 2010). Éstas se destinan al público en general, que a su vez se divide en cinco sectores: industrial, residencial, comercial, bombeo agrícola y servicios. La energía eléctrica proviene de la generación del sector público y de los productores independientes (PIE).

<sup>3</sup> Aquí se incluye al consumo autoabastecido.

el sector industrial es el consumidor más importante con 58.5% del total, seguido del sector residencial con 25.8%, el comercial con 7.4%, bombeo agrícola con 4.4% y finalmente servicios con 3.8% (SENER 2009).

**Gráfico I.1 Comportamiento del consumo de energía eléctrica respecto al PIB, 1995-2008**



Fuente: Elaboración propia con información de (SIE, 2010)

El sector eléctrico también impacta las finanzas públicas, principalmente debido a los subsidios<sup>4</sup> que recibe por parte del gobierno federal y el gasto destinado a los combustibles. En el periodo de 2005 a 2009, del total de los subsidios destinados al sector energético, el monto destinado para las tarifas eléctricas representaron aproximadamente 63% anual, es decir, 126.25 miles de millones de pesos a precios de 2009 (SENER 2010). El *Tercer Informe de Labores 2008-2009* de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) indica que en 2009, los subsidios para las tarifas eléctricas ascendieron a 106,570 millones de pesos. Las

<sup>4</sup> Los subsidios se definen como la diferencia entre el precio pagado por los consumidores y el costo promedio de suministro.

tarifas con mayor subsidio son la agrícola y la doméstica. En 2008, la relación precio-costo, es decir, el cociente de la facturación total y el costo de la CFE y Luz y Fuerza del Centro (LyFC) de la tarifa agrícola fue de 0.28, mientras que para la doméstica fue de 0.36. El caso contrario se presenta en la tarifa para la gran industria, la cual tuvo una relación precio-costo de 1.02 (Gobierno Federal 2009). Los subsidios a las tarifas eléctricas inhiben la adopción de tecnologías bajas en carbono. Los consumidores, al enfrentarse a precios relativamente bajos, incrementan su consumo. Para satisfacer el aumento en la demanda, se adoptan tecnologías convencionales, ya que la energía eléctrica producida por éstas es más barata que la generada por tecnologías con baja emisión de carbono.

Por otro lado, la generación de electricidad sigue estrechamente ligada al uso de combustibles derivados del petróleo. En el *Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2010-2024* (POISE) se proyecta un aumento en el requerimiento de gas natural a tasas anuales entre el 2% y el 4%, mientras que para el carbón se plantea una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 5.5%. En el caso de los petrolíferos, como el combustóleo y diesel, éstos tendrán una disminución anual en la demanda de 8.13% y 1.74% respectivamente. Sin embargo, las reservas y producción de hidrocarburos a nivel nacional han sufrido una reducción promedio de 2% anual, por lo que es necesario un plan a largo plazo que garantice la oferta de estos combustibles. De 2005 a 2009, la balanza comercial del gas natural fue negativa, pasó de -1,319 millones de dólares en 2005 a -529 millones de dólares en 2009 (PEMEX, 2010). En el caso del carbón, durante el mismo periodo, en promedio 70% de la oferta total provino de la importación, con un precio promedio de 81 dólares por tonelada (CFE, 2009). Cabe mencionar que aproximadamente 80% del consumo se origina en las centrales eléctricas (SIE, 2010). A fin de no tener un mayor impacto en las finanzas públicas y ante el escenario de aumento en la demanda de

combustibles fósiles como el gas natural y el carbón, las fuentes de generación de energía eléctrica renovables se presentan como una opción viable para disminuir el impacto ambiental y económico.

## **I.2. Capacidad instalada y generación de energía eléctrica**

En el caso mexicano, los artículos constitucionales 25, 27 y 28 estipulan que las actividades relacionadas con la generación, conducción, transformación, distribución y abastecimiento de energía eléctrica para la prestación de servicio público competen sólo al Estado (Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica 1975). En 1992 se modificó la *Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica* (LSPEE) para permitir la inversión y generación privada en el sector eléctrico. Hasta ese año, sólo existían dos compañías estatales encargadas de la producción, distribución y venta de energía eléctrica: la CFE y LyFC. En octubre de 2009, se publicó un decreto mediante el cual se extinguió LyFC. Actualmente, la generación de electricidad está a cargo de CFE y de empresas privadas, ya sea para usos propios o ventas a la red nacional (SENER, 2009). Los particulares pueden generar e importar energía eléctrica bajo las siguientes modalidades (Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica 1975):

- **Autoabastecimiento:** se refiere a la generación de energía eléctrica para el autoconsumo con el fin de satisfacer las necesidades de personas físicas o morales.
- **Cogeneración:** Es la generación directa o indirecta producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía secundaria, o ambas; de energía térmica no aprovechada; o de combustibles producidos en los procesos de los que se trate. La energía debe destinarse a los establecimientos asociados a la cogeneración.

- **Productor independiente de energía (PIE):** la generación proviene de una planta con una capacidad mayor de 30 MW y la energía eléctrica producida se vende directamente a CFE o se destina a la exportación.
- **Pequeña producción:** la generación de electricidad es destinada en su totalidad para venta a la CFE y debe provenir de proyectos con capacidad menor a los 30 MW. En el caso de autoabastecimiento de áreas rurales o aisladas la capacidad no debe ser mayor a 1 MW.
- **Exportaciones:** la producción de energía eléctrica proveniente de cogeneración, PIE y pequeña producción se destina a la exportación siempre que cumplan con las disposiciones y reglamentaciones legales.
- **Importaciones para usos propios:** adquisición de energía eléctrica proveniente de plantas establecidas en el extranjero.

En 2008, los particulares registraron 758 permisos de generación eléctrica distribuidos en cuatro rubros: operación, construcción, inactivos y por iniciar. La capacidad total fue 26,304 MW<sup>5</sup>, de los cuales 21,205 MW se encuentran actualmente en operación (SENER, 2009). Del total de capacidad que se encuentra operando, la modalidad de producción independiente es la de mayor capacidad, con una participación de 60% (12,653 MW)<sup>6</sup>, seguida del autoabastecimiento con 18% (3,855 MW), cogeneración con 13% (2,662 MW), exportación con 6% (1,330 MW), usos propios continuos con 2% (478 MW) e importación con 1% (226 MW).

---

<sup>5</sup> Las unidades que se utilizan al referirse a energía eléctrica son MW, GW así como MWh, GWh y TWh. El watt es una unidad de potencia equivalente a un joule por segundo. La potencia es una tasa de trabajo, es decir, un flujo de energía por unidad de tiempo.

<sup>6</sup> SENER señala que la capacidad real de los productores independientes de energía en 2008 fue de 11457 MW.

La capacidad de los permisionarios, sin incluir a los PIE que venden el total de su producción de energía eléctrica a CFE, representa el 14% del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Al año 2008, según datos de CFE y la Secretaría de Energía (SENER), en México la capacidad instalada fue de 59,573 MW. La CFE tuvo la mayor capacidad efectiva con un 65% de participación (38,456 MW), seguido de los PIE con 20% de la capacidad instalada total. El autoabastecimiento representó 7%, la cogeneración 4%, exportación y LyFC con 2% cada uno y en último lugar usos propios continuos con sólo 1%.

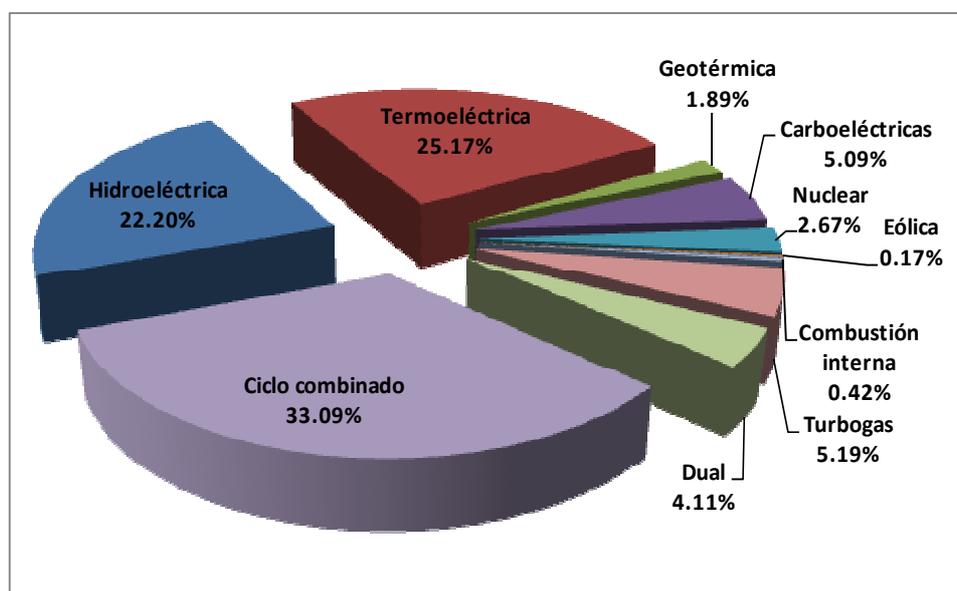
La CFE y los PIE forman el sector público, cuya capacidad en 2008 fue de 51,105 MW (SENER, 2009). El ciclo combinado es el de mayor importancia con una participación de 33% (16,913 MW), seguido de la termoeléctrica con 25% (12,865 MW) e hidroeléctrica con 22%<sup>7</sup> (11,343 MW). La geotérmica (965 MW), carboeléctrica (2,600 MW), nuclear (1,365 MW), eólica (85 MW), combustión interna (216 MW), turbogás (2,653 MW) y dual (2,100) participan con menos del 10% cada una (ver Gráfico I.2 ).

El 73% de la capacidad del SEN está distribuido en tecnologías con base en combustibles fósiles. La más importante es el ciclo combinado, cuya fuente es el gas natural. El 27% restante se encuentra en tecnologías con fuentes alternas, siendo la hidroeléctrica la de mayor participación.

---

<sup>7</sup> La CFE y SENER consideran a la energía hidroeléctrica como una energía renovable.

**Gráfico I.2 Capacidad instalada del sector público, 2008**



Fuente: (SENER, 2009)

En el periodo de 1994 a 2008, la energía eólica presentó el mayor crecimiento en capacidad, con una tmca del 30%, al pasar de 2 MW a 85 MW (SENER, 2006). Otra tecnología alterna de notable crecimiento fue la nuclear, cuya capacidad creció de 675 MW a 1365 MW (tmca de 5.2%). El aumento en la capacidad de la energía hidráulica y geotérmica fue de 1.6% y 1.8% respectivamente. Durante el mismo periodo, el ciclo combinado aumentó su capacidad de 1,898 MW a 16,913 MW, con una tmca de 16%. El turbogás, combustión interna y las carboeléctricas incrementaron su capacidad en tasas de 2.9%, 2.7% y 2.3% respectivamente.

De acuerdo a SENER, la capacidad instalada de las tecnologías alternas<sup>8</sup> en México ha tenido una tmca de 1.9% de 1994 a 2008. El lento desarrollo de estas tecnologías puede ser explicado por barreras técnicas y económicas. La ubicación geográfica de las fuentes renovables implica aumentos en la capacidad de transmisión para integrar la energía

<sup>8</sup> SENER clasifica a la hidráulica, geotermia, eólica y nuclear como fuentes alternas (SENER, 2009).

generada a la red, para lo cual se requieren elevados montos de inversión. Además, algunas fuentes renovables tienen la característica de ser intermitentes (Grubb, Jamasb, y Pollitt 2008), y esto exige capacidad de generación de respaldo, normalmente de fuentes fósiles. En cuanto a las barreras económicas, el esquema de promoción de inversiones públicas y privadas no cuenta con los incentivos que se ofrecen en otros países, lo cual dificulta la atracción de inversión (SENER, 2010). Por otra parte, a pesar de la disminución en las inversiones iniciales de tecnologías alternas, éstas siguen siendo elevadas y requieren de periodos largos para generar retornos. En México, la planeación del sector eléctrico busca satisfacer la demanda al menor costo posible, dejando poco margen de inversión para tecnologías alternas. Además de las barreras mencionadas, es necesario fomentar y promover la investigación para conocer el potencial verdadero que tiene el país en energías renovables y con esto ampliar el porcentaje de generación de este tipo de tecnologías.

En cuanto a la generación de energía eléctrica, en 2008 se generaron en el SEN 269,260 GWh, de los cuales 235,871 GWh fueron del sector público. La participación de las tecnologías es similar respecto a la capacidad instalada. La generación con base en hidrocarburos continúa siendo predominante en el servicio público, pues representó 76%, dejando a las energías renovables con una participación de 24% respecto al total<sup>9</sup>. La tecnología con mayor participación en la generación es el ciclo combinado con 45.7%, seguido de la termoeléctrica con 18.4% e hidroeléctrica con 16.5% (ver Tabla I.1).

---

<sup>9</sup> Se incluye la energía eléctrica proveniente de las centrales hidroeléctricas.

**Tabla I.1 Generación de electricidad por tipo de fuente, 2008**

<b>Tipo de generación</b>	<b>Tecnología</b>	<b>Combustible o fuente primaria</b>	<b>Participación (%)</b>
Fuentes renovables	Hidroeléctrica	Agua	16.5%
	Geotérmica	Recursos geotérmicos	3.0%
	Nuclear	Uranio	4.2%
	Eólica	Viento	0.1%
Fuentes fósiles	Carboeléctrica	Carbón	10.5%
	Combustión interna	Combustóleo	0.5%
	Turbogás	Gas natural y diesel	1.2%
	Ciclo combinado	Gas natural	45.7%
	Termoeléctrica	Combustóleo	18.4%

Fuente: (CFE, 2010)

El combustible más utilizado en el sector eléctrico es el gas natural. En 2008, el 48.8% de la generación se obtuvo de este combustible. Esto se explica por ser éste el insumo del ciclo combinado y del turbogás. La energía eléctrica generada de combustóleo fue 18.3%, de carbón 8.9% y diesel 0.4%. En cuanto a fuentes renovables, la electricidad proveniente de hidroeléctricas representó 16.5%, de uranio 4.2% y de recursos geotérmicos y viento 3.1%.

### **I.3. Transmisión y generación de energía eléctrica**

Para transmitir y distribuir la energía eléctrica generada, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está constituido por líneas de transmisión y subestaciones eléctricas. En 2008, el SEN estaba integrado por 803,712 km de redes de transmisión y distribución con diferentes niveles de tensión, las cuales se clasifican de la siguiente manera:

- **Red troncal:** está integrada por líneas de transmisión y subestaciones de potencia de 400 kV<sup>10</sup> y 230 kV, las cuales transportan grandes cantidades de energía entre regiones. Las centrales le suministran energía, para que abastezca al sistema de subtransmisión, así como a algunos usuarios industriales.
- **Redes de subtransmisión:** compuesto por redes de alta tensión (entre 161 kV y 69 kV) y distribuye energía a nivel regional. De aquí se entrega a las redes de distribución en media tensión.
- **Redes de distribución en media tensión:** son aquellas con una potencia entre 60 kV y 2.4 kV. Distribuyen la energía en regiones pequeñas y la entregan a redes en baja tensión y a instalaciones conectadas en este rango de voltaje.
- **Redes de distribución en baja tensión:** está compuesto por redes con potencia de 240 V ó 220 V. Alimentan las cargas de los usuarios de bajo consumo<sup>11</sup>.

Para la operación del sistema de transmisión y distribución, el SEN se divide en nueve regiones: Central, Occidental, Oriental, Noroeste, Norte, Noreste, Peninsular, Baja California y Baja California Sur. Las siete primeras áreas se encuentran interconectadas y forman el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Las dos últimas operan como sistemas aislados del SIN, sin embargo el sistema de Baja California se encuentra ligado a la red de la región occidental de Estados Unidos. La CFE utiliza este sistema para realizar importaciones y exportaciones de capacidad y energía (CFE, 2010).

En general, la totalidad de la energía obtenida de las plantas de generación se dirige a la red troncal. Ésta a su vez suministra de energía a las redes de subtransmisión, de

---

<sup>10</sup> El voltio es definido como la fuerza electromotriz y mantiene una diferencia de potencial necesaria para que circule la corriente de un amperio por un conductor de resistencia igual a un ohmio. Puede ser expresado como joule/coulombio. Entonces, 1 kilovatio son mil vatios. Fuente: (Galán García 1987)

<sup>11</sup> Los usuarios de bajo consumo son los usuarios residenciales, comerciales y de servicio.

distribución de media tensión y baja tensión para finalmente abastecer a los usuarios de bajo consumo.

#### **I.4. Emisiones de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico**

Al año 2000, México ocupó la posición número 13 entre los mayores emisores de gases de efecto invernadero (GEI) con emisiones totales de 622.6 Mt CO<sub>2</sub>e<sup>12</sup> (World Resources Institute 2007), equivalente a 1.5% del total de emisiones globales. A nivel nacional el sector energético es el emisor más importante de GEI. Dentro de este sector, los subsectores de “generación” y “uso de energía” son los más contaminantes. En 2002, según datos del Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (INEGEI), las emisiones de estos dos subsectores correspondieron a 389.5 Mt CO<sub>2</sub>e, equivalentes a 61% del total nacional.

Los datos más recientes de emisiones por tipo de tecnología y combustible para el sector eléctrico en México fueron publicados por SENER en el año 2005. Las emisiones de CO<sub>2</sub> para ese año fueron 84 Mt CO<sub>2</sub>. Por tipo de combustible, la mayor participación la tuvo el combustóleo con 45 Mt CO<sub>2</sub>, equivalente a 54% del total, seguido por el carbón con 26% (22 Mt CO<sub>2</sub>), después el gas natural con 17% (14 Mt CO<sub>2</sub>) y finalmente el diesel con 1% (0.9 Mt CO<sub>2</sub>) de participación.

La Comisión Intersecretarial de Cambio Climático, en el documento *Cuarta Comunicación Nacional de México ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático* (CMNUCC), adelanta algunas cifras sobre las emisiones del sector eléctrico que se publicarán en el INEGEI 2006. El documento indica que en 2006, la

---

<sup>12</sup> Millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente

generación de energía eléctrica contribuyó con 29% de las emisiones totales de ese año, tan sólo por debajo del sector transporte cuyas emisiones representaron 38%.

Las proyecciones de diversas organizaciones como el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés), la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés) y la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), indican que las emisiones relacionadas con el sector energético continuarán aumentando durante las siguientes décadas principalmente por la inercia tecnológica, así como por el uso de las reservas de combustibles fósiles por parte de países en desarrollo (CMM, 2008). Además, la demanda de energía a nivel mundial se ha incrementado constantemente debido al crecimiento de la economía, lo cual obliga a expandir la oferta de energía para garantizar el suministro.

### **I.5. Normatividad en materia de energías renovables y fuentes alternas de generación**

Durante la última década se han desarrollado diversos instrumentos de política pública en materia de energías renovables y fuentes alternas para el sector energético. A nivel nacional, el *Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012* incluye las energías renovables en dos ejes de desarrollo: el 2 “economía competitiva y generadora de empleos” y el 4 “sustentabilidad ambiental”. En el eje 2 se planea ampliar la cobertura del servicio eléctrico en comunidades remotas a través de las energías renovables. También se propone generar un marco jurídico que permita el aprovechamiento de las fuentes renovables, y promueva la inversión en este rubro. En el eje 4, se propone reducir las emisiones de GEI a través del aumento de la eficiencia y del uso de tecnologías limpias para la generación de energía. Además de estos dos ejes, se establece la creación del Programa Especial de Cambio

Climático (PECC), cuyo objetivo es diseñar y ordenar políticas públicas en materia de cambio climático.

Las estrategias del *Plan Nacional de Desarrollo* están estrechamente relacionadas con las planeadas en el *Programa Sectorial de Energía 2007-2012*. En el programa se especifican tres objetivos: el primero busca equilibrar el portafolio de fuentes primarias de energía; el segundo consiste en fomentar el aprovechamiento de aquellas fuentes renovables de energías y biocombustibles que sean técnica, económica, ambiental y socialmente viables (Alatorre Frenk 2009); el último promueve la mitigación de las emisiones de GEI.

En 2008, se aprobaron dos leyes<sup>13</sup> relacionadas con el fomento del uso de energías limpias: la *Ley para el Aprovechamiento de Energías renovables y el Financiamiento de la Transición Energética* y la *Ley para el Aprovechamiento Sustentable de Energía*. La primera tiene como objeto establecer medidas que regulen la generación de energía eléctrica en el sector privado a través de fuentes renovables y limpias. Además se plantea la creación de una estrategia nacional y los instrumentos de financiamiento para la transición energética. La segunda propone el uso óptimo de la energía en todos los procesos y actividades para su exploración, producción, transformación, distribución y consumo.

---

<sup>13</sup> Ambas leyes se publicaron en el Diario Oficial de la Federación el 28 de noviembre de 2008.

## II. Fuentes alternativas de generación de energía eléctrica

El Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE por sus siglas en inglés) reporta que para el año 2009 64.8%<sup>14</sup> de la generación mundial de energía se basó en combustibles fósiles como el combustóleo, gas natural, carbón y diesel (DOE, 2010). Los combustibles fósiles generan incertidumbre debido a la volatilidad de los precios y su limitada disponibilidad. Aunado a esto, los constantes debates sobre el cambio climático y la emisión de gases de efecto invernadero también han sido una causa importante para que se busquen y propongan tecnologías sustentables, algunas a partir de energías renovables, para la generación de energía.

La energía renovable puede ser definida como aquella cuya fuente reside en fenómenos de la naturaleza, procesos o materiales susceptibles de ser transformados en energía aprovechable por la humanidad, y que se regeneran naturalmente, por lo que se encuentran disponibles de forma continua (Alatorre Frenk 2009). Bajo esta categoría se ubican la eólica, geotérmica, solar fotovoltaico y solar térmico. Para fines de este trabajo, además de las tecnologías renovables, también se consideran algunas que no emiten CO<sub>2</sub> durante la generación de energía eléctrica, como son la hidroeléctrica, nuclear y ciclo combinado con gasificación integrada con captura y almacenamiento geológico de bióxido de carbono (IGCC y CCS<sup>15</sup> por sus siglas en inglés). Al conjunto de estos dos tipos de tecnologías se les denominará fuentes alternas.

En el año 2009, las energías renovables representaron 25.7%<sup>16</sup> de la capacidad instalada mundial, con 1230 GW<sup>17</sup> (REN21 2010). Diversos estudios realizados por la

---

<sup>14</sup> Esta cifra descuenta la generación de energías renovables, tomando en cuenta a la hidroeléctrica, y la generación con base en energía nuclear.

<sup>15</sup> Integrated Gasification Combined Cycle y Carbon Capture and Storage.

<sup>16</sup> Incluye la capacidad instalada de las centrales hidroeléctricas.

Secretaría de Energía<sup>18</sup>, la Comisión Federal de Electricidad, el Instituto de Investigaciones Eléctricas<sup>19</sup>, el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de los Estados Unidos<sup>20</sup> y el Banco Mundial<sup>21</sup>, entre otros, demuestran que México cuenta con recursos naturales y un mercado muy favorable al desarrollo de energías renovables. Según estudios de la Agencia Internacional de Energía y el Banco Mundial, la demanda de energía de la población seguirá incrementándose, por lo que es necesario garantizar una oferta sustentable para las generaciones futuras, que a su vez contribuya a la conservación y uso eficiente de los recursos energéticos no renovables (SENER, 2006).

## **II.1. Situación mundial de fuentes alternas de generación de energía eléctrica**

Ante un escenario de aumento en la demanda de energía, aunado al cambio climático y la alta volatilidad de los precios de los hidrocarburos, la generación de energía eléctrica es una temática importante, pues está relacionada directamente con el desarrollo económico de los países. La generación con base en energías renovables es una alternativa que contribuye a garantizar un continuo flujo de energía sin comprometer la seguridad energética y sustentabilidad ambiental.

En 2009, a nivel mundial se generó 21.2%<sup>22</sup> de la energía a partir de fuentes renovables (REN21 2010). En el mismo año, la energía generada a partir de fuentes renovables constituyó 10.5% de la matriz energética de los Estados Unidos (DOE, 2010) y

---

<sup>17</sup> Las unidades que se utilizan al referirse a energía eléctrica son MW, GW así como MWh, GWh y TWh. El watt es una unidad de potencia equivalente a un joule por segundo. La potencia es una tasa de trabajo, es decir, un flujo de energía por unidad de tiempo.

<sup>18</sup> La Secretaría de Energía ha coordinado varios estudios en materia de energías renovables, entre ellos se encuentran la “Prospectiva sobre la utilización de las energías renovables en México. Una visión al año 2030”, “Fuentes renovables de Energía. Hacia una Estrategia Mexicana para el Desarrollo Sustentable en un Mundo en Transición” y “Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable en México”, entre otros.

<sup>19</sup> “Plan de acción para eliminar las barreras para el desarrollo de la generación eoloelectrica en México”

<sup>20</sup> Ha coordinado la realización de mapas eólicos para Oaxaca, Baja California Sur, Yucatán, Quintana Roo, así como los estados de Baja California, Sonora y Chihuahua (Alatorre Frenk, 2009).

<sup>21</sup> “México: Estudio para la Disminución de emisiones de Carbono”.

<sup>22</sup> Incluye la generación de las centrales hidroeléctricas.

en Europa representó el 16.7% (REN21 2010). Las energías eólica, geotérmica e hidroeléctrica son los mejores ejemplos del crecimiento de energías renovables para la generación de electricidad. La energía eólica es la de mayor penetración e importancia dentro de la categoría de renovables. Su tasa media de crecimiento anual de 2000 a 2009 ha sido de 27.3% (DOE, 2010). En 2009 Estados Unidos fue el país con la mayor capacidad mundial en energía geotérmica con 28%, seguido de Filipinas con 17%, Indonesia con 10% y en cuarto lugar México con 8% del total (Bertani 2010). En cuanto a la hidroeléctrica, se contempla que grandes proyectos se desarrollen en las próximas décadas mayoritariamente en Asia, América Central y Sudamérica.

En el contexto global actual la investigación y desarrollo de tecnologías renovables para la generación de energía eléctrica se ha incrementado significativamente; esta tendencia posiblemente continuará en las siguientes décadas. En el año 2009, la inversión mundial en energías renovables creció 15% respecto al año anterior, representando 150 mil millones de dólares (REN21 2010). De acuerdo con el reporte Global Futures 2008, se estima que a partir del 2012 las inversiones anuales alcanzarán los 450 mil millones de dólares, y que éstas llegarán a los 600 mil millones de dólares para 2020, manteniéndose en esos niveles hasta el año 2030. En ese mismo estudio se menciona que en 2007 estaban registrados 253 centros de investigación a escala mundial que realizan estudios sobre el desarrollo tecnológico y de políticas públicas para el fortalecimiento de las energías renovables<sup>23</sup>.

Del total de las inversiones destinadas a la investigación y desarrollo, así como a la infraestructura de energías renovables, las realizadas por países emergentes representan

---

<sup>23</sup> Esto incluye los sectores de generación de energía, combustibles para el transporte y tecnologías relacionadas con la calefacción y refrigeración (REN21 2010).

20% (PROMÉXICO 2008). Los países que mayor crecimiento han presentado son China, India y Brasil.

## **II.2. Descripción de las tecnologías alternativas para la generación de energía eléctrica**

Existen varias tecnologías para la producción de energía eléctrica a partir de fuentes libres de emisiones de CO<sub>2</sub><sup>24</sup>. A continuación se hará una revisión de las distintas tecnologías, sus principales características, su situación actual a nivel mundial y el potencial en México, así como los costos de inversión y generación.

### **II.2.1. Energía geotérmica**

La energía geotérmica consiste en el uso de los recursos energéticos derivados de la actividad geológica provocada por el movimiento de las placas tectónicas y puede ser aprovechada para su transformación a energía eléctrica. Existen cuatro sistemas geotérmicos a partir de los cuales es posible generar energía eléctrica. El primero es el sistema geotérmico mejorado, el cual consiste en la inyección de agua a zonas geológicas de alta temperatura para la generación de vapor y su posterior uso en turbinas y generadores eléctricos. Esta tecnología se encuentra en desarrollo y en la actualidad existen diversos proyectos demostrativos. Otro sistema se basa en el aprovechamiento de los depósitos de magma; esta tecnología posee un gran potencial teórico para la generación de energía eléctrica, pero enfrenta muchos retos técnicos que retrasarán su desarrollo. Por su parte, los sistemas geopresurizados utilizan fluidos geotérmicos que se encuentran sometidos a

---

<sup>24</sup> Como se mencionó anteriormente, para fines de esta tesis se asume que todas las tecnologías mencionadas no emiten CO<sub>2</sub> durante la producción de energía eléctrica. Existen muchos estudios que cuestionan que estas tecnologías sean cero emisiones, por los impactos ambientales que pueden generarse durante su construcción y funcionamiento. Sin embargo, esta tesis sólo se enfoca en la generación de energía eléctrica.

presiones muy altas; debido a la dificultad y altos costos de su extracción, únicamente existen proyectos a nivel piloto. Por último, los sistemas hidrotermales o geohidrotermales utilizan los fluidos calientes (agua o vapor) en turbinas, las cuales a su vez accionan generadores eléctricos.

De acuerdo con el Reporte de la Generación de Energía Geotérmica presentado en el Congreso Mundial de Geotermia (Bertani 2010), la producción de energía geotérmica creció 21% a nivel internacional durante el periodo de 2005 a 2010: de 55.7 TWh a 67.2 TWh. Estados Unidos es el productor más grande de energía a partir de esta fuente con 16.6 TWh, seguido por Filipinas con 10.3 TWh, Indonesia con 9.6 TWh y México con 7.0 TWh. Otros países importantes en la generación de energía geotérmica son: Italia con una producción de 5.5 TWh, Islandia con 4.6 TWh y Nueva Zelanda con 4.0 TWh.

Para el año 2010, 24 países producen electricidad a partir de recursos geotérmicos, existiendo una gran cantidad de proyectos que representan una capacidad instalada total de 10.7 GW. La Tabla 3.1 muestra la capacidad instalada de los países productores de energía eléctrica a partir de recursos geotérmicos.

**Tabla II.1 Capacidad instalada de energía geotérmica a nivel mundial, 2010.**

<b>País</b>	<b>Capacidad instalada (MW)</b>
Estados Unidos	3,093
Filipinas	1,904
Indonesia	1,197
México	958
Italia	843
Nueva Zelanda	628
Islandia	575
Japón	536

<b>País</b>	<b>Capacidad instalada (MW)</b>
El Salvador	204
Kenia	167
Costa Rica	166
Nicaragua	88
Rusia	82
Turquía	82
Papúa Nueva Guinea	56
Guatemala	52
Portugal	29
China	24
Francia	16
Etiopía	7
Alemania	6.6
Austria	1.4
Australia	1.1
Tailandia	0.3
<b>Total</b>	<b>10,715</b>

Fuente: (Bertani 2010)

Las condiciones geográficas y geológicas de México permiten la explotación y aprovechamiento de la energía geotérmica. En la actualidad, México cuenta con cuatro campos térmicos que están siendo explotados y que suman una capacidad instalada de 965 MW. El Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) ha trabajado en la estimación del potencial geotérmico del país, en su informe “*Estimación del Recurso y Prospectiva Tecnológica de la Geotermia en México*” de 2005, hace una revisión de los estudios realizados hasta esa fecha. Se reportó que las reservas probadas son de 1,340 MW<sub>e</sub>, mientras que las probables y las posibles son de 4,600 y 6,000 MW<sub>e</sub> respectivamente.

Debido a la naturaleza de la tecnología, un porcentaje considerable de los costos se destinan a la construcción de la planta, así como a la exploración y perforación de los pozos. Existe un amplio rango de valores para los costos de inversión y generación, los cuales dependen del tipo de tecnología que se utilice. Los costos de inversión se encuentran en un rango de 1,700 dólares por kW para sistemas hidrotermales y 15,000 dólares por kW en sistemas geotérmicos mejorados. Por su parte, los costos de generación oscilan entre 33 y 300 dólares por kW para las mismas tecnologías (IEA, 2008).

**Tabla II.2 Costos de inversión para plantas geotérmicas**

<b>Etapas de la construcción</b>	<b>Costo (dólares<sup>25</sup>/kW instalado)</b>	<b>Porcentaje del total (%)</b>
Exploración	14	0.38
Permisos	50	1.37
Recolección de vapor	250	6.85
Perforación de exploración	169	4.62
Perforación de producción	1,367	37.46
Construcción	1,700	46.68
Transmisión	100	2.74
<b>Total</b>	<b>3,650</b>	

Fuente: (Energy Efficiency and Renewable Energy U.S. DOE 2009)

### **II.2.2. Energía eólica**

La generación de energía eléctrica a partir de la energía eólica consiste en aprovechar la energía mecánica de las corrientes de viento. Su uso a gran escala para generar electricidad es al momento limitado por las características mismas del viento. Al

---

<sup>25</sup> Dólares de 2008.

ser un recurso intermitente, la electricidad proporcionada por las turbinas eólicas fluctúa y se vuelve impredecible. Si la velocidad del viento es inferior o superior a los niveles óptimos, la turbina no es utilizable para la generación de electricidad.

La investigación en la industria eólica se ha enfocado en el desarrollo de mejoras de los componentes de turbinas eólicas para hacerlas más eficientes, con el fin de aprovechar al máximo la energía del viento. En los últimos 10 años las turbinas han duplicado su tamaño al crecer de 0.71 MW a 1.74 MW (DOE,2010); de manera paralela, el costo de la producción de la energía se ha reducido hasta hacerlo competitivo con las tecnologías convencionales<sup>26</sup>. Igualmente, los avances tecnológicos han permitido desarrollar la ingeniería y las herramientas de cómputo necesarias para adaptarse al tamaño y volumen de las nuevas maquinas generadoras (CMM, 2010).

Durante la última década, la capacidad instalada de energía eólica ha experimentado un incremento promedio anual de 28%, creciendo de 13,600 MW a 158,505 MW. Estados Unidos es el país con mayor capacidad instalada (35,159 MW) de energía eólica en el mundo (DOE, 2009), seguido por China (25,853 MW), Alemania (25,813 MW), España (18,784 MW) e India (10,827 MW). De 2008 a 2009, China duplicó su capacidad instalada de 12.4 GW a 25.8 GW, lo cual la llevó a ocupar el segundo lugar a nivel mundial, desplazando a Alemania. En la tabla 0.3 se muestran los diez países con mayor capacidad instalada de energía eólica.

---

<sup>26</sup> Los costos dependen del contexto geográfico, por lo cual en lugares con vientos de alta velocidad, la tecnología presenta costos competitivos (CMM; 2010).

**Tabla II.3 Capacidad instalada de energía eólica a nivel mundial, 2009**

<b>País</b>	<b>Capacidad instalada 2009 (MW)</b>
Estados Unidos	35,159
China	25,853
Alemania	25,813
España	18,784
India	10,827
Italia	4,845
Francia	4,775
Reino Unido	4,340
Portugal	3,474
Dinamarca	3,408

Fuente: (DOE; 2009)

En 2008, México tenía una capacidad de 85 MW de energía eólica. A partir de 2009, entraron en operación dos proyectos, “*Parques ecológicos de México*” con 80 MW y “*Proyecto Eurys*” con 37.5 MW, lo cual incrementó la capacidad nacional a 202 MW. Diversas instituciones han llevado a cabo estudios con el objetivo de evaluar el potencial eólico del país, entre ellas el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) y el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de los Estados Unidos; éstos han estimado un potencial técnico de casi 40,000 MW. El mayor potencial lo tiene el Istmo de Tehuantepec, en la zona de Oaxaca, con casi 6,000 MW. Otros sitios con alto potencial eólico se ubican en Baja California, Zacatecas, Hidalgo, Veracruz, Yucatán y Sinaloa (CMM 2010).

De acuerdo a la Agencia Internacional de Energía, el costo promedio de inversión para la energía eólica es de 1.4 millones de dólares por MW. Los costos de generación varían de acuerdo a la calidad del recurso eólico, requerimientos de operación y mantenimiento y el tipo de turbina. El rango fluctúa entre 70 y 130 dólares por MWh. Sin

embargo, con incentivos fiscales, el costo de generación puede disminuir hasta 20 dólares por MWh (IEA, 2008).

### **II.2.3. Energía solar**

Existen tres tecnologías que permiten el aprovechamiento de la radiación solar para la producción de energía eléctrica o calor (CMM, 2010):

- Tecnologías de aprovechamiento de energía térmica recolectada pasiva o activamente para el calentamiento de edificios.
- Tecnologías de aprovechamiento de energía térmica para la generación de energía eléctrica en concentradores solares.
- Tecnologías de conversión directa de energía solar a energía eléctrica utilizando dispositivos fotovoltaicos.

El uso del término energía solar pasiva está orientado al diseño de edificaciones que capturen calor y luz del sol. El calor y la luz no son convertidos a otras formas de energía, sino que sencillamente son recolectados. La energía solar activa se refiere al aprovechamiento de la energía del sol para almacenarla o utilizarla para otras aplicaciones como la generación de electricidad directa o a través de turbinas de vapor. Estas soluciones activas pueden ser térmicas o fotovoltaicas, de acuerdo al método con el cual generen electricidad. Las aplicaciones térmicas utilizan la energía solar para calentar el agua y convertirla en vapor, el cual a su vez se utiliza para accionar turbinas que generan electricidad. Las aplicaciones fotovoltaicas utilizan el efecto fotoeléctrico en materiales semiconductores para transformar directamente la energía solar en energía eléctrica (CMM 2010).

Los sistemas fotovoltaicos son atractivos dada su simplicidad. Éstos no tienen partes móviles, no producen ruido, requieren bajo mantenimiento y pueden ser conectados directamente a los sistemas que utilizan energía (CMM 2010). Es por ello que las investigaciones se han enfocado en el desarrollo de tecnologías más baratas para ampliar el mercado fotovoltaico. De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía, la capacidad de la energía solar fotovoltaica ha crecido en promedio 40% anual. En el año 2000 se tenía una capacidad instalada de 800 MW, la cual llegó a 14, 550 MW en 2008. En cuanto a la energía solar térmica, en 2008 existía una capacidad instalada a nivel mundial de 482 MW. Estados Unidos es el país con mayor capacidad solar térmica con 419 MW, seguido por España con 63 MW y Australia con 0.36 MW (Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt, 2009).

En 2009, el DOE publicó un reporte que reúne datos sobre los países con mayor capacidad instalada de energía solar fotovoltaica y térmica. Actualmente existen cinco países con una capacidad superior a los 1,000 MW: Alemania, España, Japón, Estados Unidos e Italia (ver Tabla II.4).

**Tabla II.4 Capacidad instalada de energía solar\* a nivel mundial, 2009**

<b>País</b>	<b>Capacidad instalada 2009 (MW)</b>
Alemania	9,677
España	3,595
Japón	2,628
Estados Unidos	2,108
Italia	1,158
Francia	465
Republica Checa	465
Bélgica	362

\* Incluye energía solar fotovoltaica y energía solar térmica.  
Fuente: (DOE, 2010)

Existen diversos estudios que evalúan los diversos potenciales de energía solar para México. En el documento de SENER “*Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable en México*”, se menciona que la irradiación solar promedio en el país es de 5 kWh/día/m<sup>2</sup>; sin embargo, existen regiones donde se alcanzan valores de 6 kWh/día/m<sup>2</sup>. Otro estudio presentado por el Centro de Investigación en Energía de la Universidad Nacional Autónoma de México señala que México tiene un potencial de 49,000 MWe, teniendo los estados de Chihuahua y Sonora la mayor capacidad, con 18,873 MWe y 14,030 MWe respectivamente.

Los costos para la energía solar dependen de varios factores, entre ellos: el costo de la tierra, la mano de obra, las tecnologías disponibles, la distribución de la radiación solar, el almacenamiento y el tamaño del campo solar. Para los sistemas fotovoltaicos, el Departamento de Energía de Estados Unidos reporta un costo nivelado en el rango de 200 a 800 dólares por MWh<sup>27</sup>. En la Tabla II.5 se muestran los costos de inversión y generación para la energía solar fotovoltaica y solar térmica. Se espera que los costos de inversión y de generación disminuyan – en 20% y 40% respectivamente – a medida que la industria madure y las plantas aumenten su capacidad (DOE, 2010).

**Tabla II.5 Costos de inversión y generación para la energía solar**

<b>Tecnología</b>	<b>Costo de inversión (dólares*/kW)</b>	<b>Costo de generación (dólares*/MWh)</b>
Sistemas fotovoltaicos	4,000– 6,000	240 – 480
Sistemas térmicos	4,200 – 8,400	200 – 295

\*Dólares de 2008.

Fuente: (Energy Efficiency and Renewable Energy U.S. 2010)

<sup>27</sup> Dólares de 2008.

#### **II.2.4. Energía hidráulica**

La energía hidráulica está basada en el aprovechamiento de energía contenida en los flujos y caídas de agua. Para ello se utilizan presas que poseen compuertas; al abrirse, éstas dejan pasar el agua que acciona una serie de turbinas acopladas a generadores eléctricos. Las centrales hidroeléctricas se clasifican de acuerdo a las características del sitio, por ejemplo: sitios con gran caída y bajo caudal, o de baja caída y gran caudal (SENER 2009). Además se pueden clasificar en función del embalse y del tipo de turbina que utilizan (SENER, 2006).

Existe un debate sobre la pertinencia de clasificar la energía hidráulica como una energía renovable; ello se debe a consideraciones sobre los efectos ambientales y sociales que rodean los proyectos hidroeléctricos (IEA, 2010 ). Las discusiones se centran en temas relacionados con el desplazamiento de las personas de sus comunidades, pérdidas en el patrimonio cultural debido a las inundaciones y cambios inesperados en los sistemas de producción agrícola (Michael M. 2004), lo cual impacta en el balance neto de emisiones evitadas. Para aminorar estos impactos, los desarrolladores de proyectos deben tomar en cuenta diversos factores, tales como asegurar la protección de las poblaciones ante las posibles inundaciones y sequías, garantizar que las tierras a ser inundadas se expropien de manera adecuada y proteger el medio ambiente (aire, tierra, agua y biodiversidad). No obstante, las hidroeléctricas son una fuente de energía baja en carbono que permite satisfacer el aumento en la demanda energética; actualmente, constituye la mayor generadora de energía eléctrica renovable a nivel mundial (IEA, 2010 ).

Durante el periodo de 2000 a 2009, la energía hidráulica ha tenido un crecimiento anual promedio de 4.2%. En 2009, 17.4% de la generación mundial de energía eléctrica se realizó en centrales hidráulicas (DOE 2010). En ese mismo año, la capacidad instalada fue

de 980 GW, de los cuales 60 GW son de centrales mini-hidráulicas (REN21 2010). En la Tabla II.6 se enlistan a los cuatro países con mayor capacidad instalada en 2009. Se espera que los nuevos proyectos hidroeléctricos se desarrollen principalmente en China, Brasil, India, Malasia, Rusia Turquía y Vietnam.

**Tabla II.6 Capacidad instalada de energía hidráulica a nivel mundial, 2009**

País	Capacidad instalada 2009 (GW)
China	117
Estados Unidos	81
Brasil	76
Canadá	74

Fuente: (REN21 2010)

México cuenta con una gran cantidad de recursos hídricos. El potencial hidrológico del país es superior a los 280,000 millones de metros cúbicos, los cuales pueden ser aprovechados en las centrales hidroeléctricas (Rodríguez 2009). De acuerdo a la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE), el potencial para México de energía hidroeléctrica se estima en 53,000 MW. De esta cifra, se tienen identificados 541 sitios con un potencial de 19,600 MW (Rodríguez 2009). Para las centrales minihidráulicas<sup>28</sup> se estima un potencial de 3,250 MW.

Los costos de las centrales hidroeléctricas son competitivos comparados con las tecnologías de combustibles fósiles. Para las centrales de este tipo, el costo de inversión tiene un valor promedio de 2,100 dólares por kW, aunque depende del sitio donde se instalen. El costo de generación varía de 3 a 4 centavos de dólar por kWh. Los costos para

<sup>28</sup> Centrales con capacidad menor a los 10 MW

las centrales minihidráulicas oscilan entre 4,750 y 3,000 dólares por kW, y de generación es de 98 dólares por MWh (IEA, 2010)

### **II.2.5. Energía nuclear**

La generación de electricidad a partir de la energía nuclear se basa en el uso de la energía generada a través de la fisión nuclear. La fisión se lleva a cabo mediante el bombardeo con neutrones de elementos pesados, como el plutonio o el uranio, dentro de un reactor nuclear (IEA, 2010). Al igual que en los sistemas que utilizan la energía proveniente de la quema de combustibles fósiles, la energía liberada de la fisión se utiliza para producir vapor que es usado en turbinas para generar energía eléctrica (WNA, 2010). Se han desarrollado diversos tipos de reactores para la producción de vapor; entre los más utilizados a nivel mundial se encuentran los reactores de agua a presión (PWR<sup>29</sup>, por sus siglas en inglés) y los reactores de agua en ebullición (BWR<sup>30</sup>, por sus siglas en inglés) (Lamarsh, 1983).

En 2009, la capacidad instalada mundial de energía nuclear sumó 372,660 MWe. Esto equivale a 14% de la generación mundial de electricidad con 2,560 TWh (WNA, 2010). Estados Unidos es el país con mayor capacidad instalada, seguido de Francia, Japón y Rusia (ver Tabla II.7). En 2008, según datos de la Asociación Mundial Nuclear (WNA por sus siglas en inglés), en Francia 76.2% de la generación de energía eléctrica se hizo a partir de energía nuclear. Lituania presentó una situación similar, pues el 72.9% de la generación total fue obtenida a través de una fuente nuclear.

---

<sup>29</sup> PWR=Pressurized Water Reactor

<sup>30</sup> BWR= Boiling Water Reactor

**Tabla II.7 Capacidad instalada de energía nuclear a nivel mundial, 2009**

<b>País</b>	<b>Capacidad instalada 2009 (MW)</b>
Estados Unidos	101,119
Francia	63,236
Japón	47,102
Rusia	21,743
Alemania	20,339
Corea del Sur	17,716
Ucrania	13,168
Canadá	12,652

Fuente: (World Nuclear Association 2010)

Existe un amplio debate sobre el uso de la energía nuclear. Éste versa en torno a los efectos de la radiación en el medio ambiente, a los residuos radiactivos y a la seguridad. Todas las centrales nucleares son vigiladas antes, durante y después de su operación por distintos organismos internacionales<sup>31</sup> con el fin de garantizar que la construcción, operación y desmantelamiento se realicen bajo las normas establecidas. Además, existen programas para reducir el volumen de los desechos generados y almacenarlos de una manera eficiente y segura (Academia de Ingeniería de México 2009).

En el seminario “*La nucleoelectricidad en México y en el mundo*” se planteó la posibilidad de implementar un programa nuclear en México, cuyo objetivo sería la construcción de 10 reactores en 30 años. Con esto, la capacidad de energía nuclear sumaría 12,000 MW. El primero de los diez reactores entraría en operación en 2018, con lo cual se lograría a generar 22% de la energía total con base en fuentes renovables.

---

<sup>31</sup> Los principales son: Instituto de Energía Nuclear (Nuclear Energy Institute), Organismo Internacional de Energía Atómica (International Atomic Energy Agency), Asociación Mundial Nuclear (World Nuclear Association), Agencia de Energía Nuclear (Nuclear Energy Agency), entre otros.

En 2008, el Instituto de Energía Nuclear reportó un costo de inversión para las centrales nucleoelectricas de 4,038 dólares por kW y un costo nivelado de 83 dólares por MWh. En México, se ha estimado que el costo total de una nueva central sería de 4,500 millones de dólares.

#### **II.2.6. Captura y almacenamiento geológico de bióxido de carbono**

La captura y almacenamiento geológico de bióxido de carbono (CCS, por sus siglas en inglés), se presenta como una opción considerada por distintos gobiernos e instituciones para la generación limpia de energía eléctrica basada en combustibles fósiles. La tecnología CCS consiste en la adición de procesos de remoción de CO<sub>2</sub> de los gases de combustión generados en los procesos existentes para la producción de electricidad. La tecnología CCS, involucra también el transporte, inyección y almacenamiento geológico del CO<sub>2</sub> capturado (CMM 2010).

De acuerdo a reportes del Panel Intergubernamental de Expertos de Cambio Climático, la Agencia Internacional de Energía, el Instituto de Recursos Mundiales (WRI por sus siglas en inglés) y el Instituto Tecnológico de Massachusetts, esta tecnología podría contribuir con el 19% de la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> para el año 2050 (IEA, 2008). Actualmente existen 117 proyectos demostrativos a nivel internacional que se encuentran en distintas fases de desarrollo. Sin embargo, hay cuatro proyectos que funcionan a escala comercial y se ubican en Noruega, Argelia, Canadá y Estados Unidos.

Desde el año 2003, México es miembro del Foro de Liderazgo en Almacenamiento de Carbono, el cual está conformado por 21 países y la Comunidad Europea. Como país miembro, México se ha comprometido a implementar la tecnología CCS con aplicaciones a escala industrial para el año 2013 (CMM 2010). De acuerdo al estudio realizado por el

Centro Mario Molina para el Banco Interamericano de Desarrollo, “*Estrategias de mitigación de gases de efecto invernadero en el Sector eléctrico. Estudios sectoriales de Mitigación de Cambio climático*”, en México existe un potencial de 7,000 MW para el despliegue de esta tecnología.

Los costos de CCS están en función del tipo de planta, de su eficiencia y de los requerimientos energéticos de los sistemas de captura (IEA, 2008). El costo promedio para una planta con tecnología IGCC es de 2,496 dólares por kW, mientras que el costo de generación es de 132 dólares por MWh (DOE 2007). En 2009, el Centro Mario Molina realizó un análisis económico de prefactibilidad para la generación de energía eléctrica con tecnología CCS en México. La opción evaluada con la mayor viabilidad es la tecnología de lecho fluidizado, la cual tiene un costo de inversión de 4,098 dólares por kW y un costo nivelado de 146 dólares por MWh.

### **III. Modelo**

Actualmente existe un consenso relativo a la relación entre el cambio climático y las emisiones de CO<sub>2</sub> derivadas de la generación y consumo de energía. En 2008, el sector energético contribuyó con aproximadamente 41% de las emisiones totales de CO<sub>2</sub> a nivel mundial (IEA2010). En el mismo año, la Agencia Internacional de Energía determinó que las emisiones por quema de combustibles sumaron 30 Gt (gigatoneladas) de CO<sub>2</sub> y prevé que en 2030 éstas alcanzarán 40 Gt. El Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC) estimó que para evitar cambios irreversibles en los patrones climáticos se debe estabilizar el aumento de temperatura en 2°C. En consecuencia, es necesario disminuir en 50% las emisiones respecto a niveles de 1990 para el año 2050 (IPCC2007).

Además de tener efectos ambientales, el cambio climático impactará directamente a sistemas económicos y sociales. Los diseñadores de políticas públicas deben tener información científica y económica confiable sobre este fenómeno para poder plantear medidas de mitigación que reduzcan la vulnerabilidad de las sociedades y aumenten su capacidad de adaptación (Secretaría de Medio Ambiente 2008). De ahí la necesidad de construir herramientas que permitan trazar una estrategia óptima para la reducción de emisiones.

A lo largo de los últimos años se han desarrollado varios análisis que modelan el cambio climático y su impacto en la economía, los cuales han estimado los costos de mitigación y adaptación, así como los posibles impactos en un escenario de mediano y largo plazo. Uno de los estudios más reconocidos sobre el impacto del cambio climático en la economía a nivel mundial es el “*Informe Stern*” (2006) elaborado por el economista Nicholas Stern. En México, se han realizado diversas publicaciones sobre el tema, como la

preparada por Todd Johnson, Claudio Alatorre, Zyra Romo y Feng Liu en 2009 titulada “*México: Estudio sobre la Disminución de Emisiones de Carbono*”; otro ejemplo es el análisis realizado por Gabriel Quadri, “*El Cambio Climático en México y el potencial de reducción de Emisiones por Sectores*” en 2008. El estudio de mayor difusión ha sido “*La Economía del Cambio Climático*”, elaborado por Luis Miguel Galindo (2008) a petición de la Secretaria de Hacienda y Crédito Público y Secretaria de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Tanto el trabajo de Stern como el de Galindo, coinciden en que el costo económico de llevar a cabo acciones para mitigar los efectos del cambio climático es menor al costo de la inacción.

El objetivo de esta tesis es estimar los costos de las tecnologías libres o de baja emisión de CO<sub>2</sub> en el sector eléctrico en México, para después representarlos en una curva de costos marginales de abatimiento (MACC por sus siglas en inglés). De esta forma se podrán determinar las opciones más costo-efectivas<sup>32</sup> para generar energía eléctrica al año 2030. Adicionalmente, se efectúa un análisis de sensibilidad que considera tres tasas de descuento: 0%, 2% y 4%.

Con este fin, se utiliza un modelo que consiste en la comparación de dos escenarios: uno tendencial (línea base) y uno alternativo (escenario de mitigación). Ambos escenarios proyectados al año 2030.

Los datos de capacidad y generación de energía eléctrica de la línea base, así como los del escenario de mitigación, se tomaron del estudio “*Estrategias de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero en el Sector Eléctrico*” realizado por el Centro Mario Molina para el Banco Interamericano de Desarrollo en 2008. La línea base propuesta se basa en las

---

<sup>32</sup> Se define a las opciones costo-efectivas como aquellas que tienen beneficios económicos durante el periodo propuesto, así como emisiones evitadas.

tendencias actuales de producción de energía eléctrica. En el escenario de mitigación se considera la introducción de 8 energías alternas: geotérmica, eólica, solar, hidráulica, nuclear y captura y almacenamiento geológico de bióxido de carbono. Las características de cada una se describieron en el capítulo 2. Para la estimación de los costos de abatimiento se propone una metodología que parte de los fundamentos de un análisis costo-beneficio<sup>33</sup> con un análisis de sensibilidad que consiste en la variación de la tasa de descuento.

A continuación se presentan los componentes para la construcción de cada escenario, así como la metodología.

### **III.1. Curva de costos marginales de abatimiento**

La curva de costos marginales de abatimiento es una herramienta que representa el potencial de reducción de emisiones de GEI que un conjunto de medidas podrían tener y el costo asociado a las mismas en un año específico, a su vez relacionado a un caso de referencia (Comité de Cambio Climático 2008). Las curvas de abatimiento se han utilizado en diversos sectores incluyendo el energético, industrial, residuos, residencial, transporte, agrícola y forestal. Además, también se ha utilizado para modelar la reducción de otros GEI como el metano, el óxido nitroso y los fluorocarbonos (Enkvist 2007).

La MACC se grafica sobre un plano donde el eje de las abscisas muestra el costo de 1 tonelada evitada – en este caso de CO<sub>2</sub> – mientras que el de las ordenadas indica el potencial total de abatimiento. Cada opción de mitigación se representa por medio de una barra, cuya área es igual al costo total de evitar cierta cantidad de emisiones (Departamento de Conservación de Medio Ambiente Naturaleza y Turismo 2009). Las medidas son

---

<sup>33</sup> Con el análisis de costo-beneficio se pueden cuantificar en una unidad monetaria común las ventajas y desventajas sociales de una política pública. En este caso, se pretende medir los beneficios o perjuicios económicos de las diferentes tecnologías que se proponen para generar energía eléctrica.

ordenadas de izquierda a derecha de forma ascendente de acuerdo al costo. Es decir, la medida con el costo más bajo por tonelada es la primera y así sucesivamente, hasta llegar a la medida de mayor costo en el extremo derecho de la gráfica. Aquellas que se encuentren por debajo del eje de las ordenadas y cercanas al eje de las abscisas implican ahorros monetarios, al mismo tiempo que mitigan emisiones; de ahí que se denominen costo-efectivas (CMM, 2008).

Como se mencionó anteriormente, para la construcción de la MACC es necesario establecer un caso de referencia o línea base (*Business as Usual*, BAU por sus siglas en inglés) y un escenario alternativo o de mitigación.

### **III.2. Línea base**

La línea base o *Business as Usual* (BAU) es un escenario que indica lo que sucedería en caso de no realizar acciones para modificar alguna situación, es decir, es un escenario tendencial. En esta tesis, el BAU muestra la generación de energía eléctrica en México al año 2030, bajo el supuesto de continuar con el mismo parque de generación y no introducir energías renovables.

Los datos de la línea base se tomaron del estudio “*Estrategias de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero en el Sector Eléctrico*” realizado por el Centro Mario Molina para el Banco Interamericano de Desarrollo en 2008. En este documento se utilizó la información publicada por el “*Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2008-2017*” (POISE), en el cual se presentan datos de capacidad instalada y generación de energía eléctrica, así como sus proyecciones al año 2017. Para el periodo 2017-2030 se

propuso continuar con la tasa de crecimiento de los años de 2006 a 2017<sup>34</sup>. También se asume que la mezcla de tecnologías existente en 2017 permanece constante, en cuanto a los porcentajes de participación, para los años restantes.

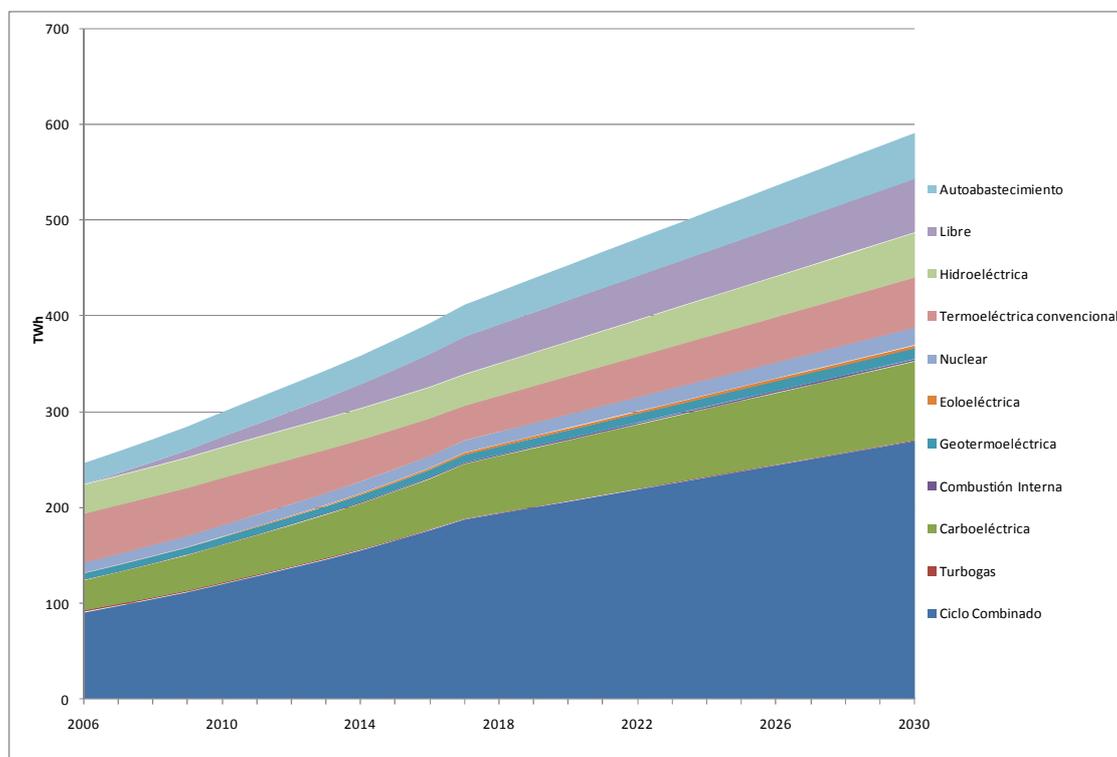
Las tecnologías en la línea base son 8: ciclo combinado, turbogas, carboeléctrica, combustión interna, geotermoeléctrica, eólica, nuclear, termoeléctrica convencional e hidroeléctrica. Se incluyen dos rubros denominados “energía libre” y “autoabastecimiento<sup>35</sup>”. El 90% de la “energía libre” es proporcionado por ciclos combinados, y 90% del “autoabastecimiento” es suministrado por termoeléctricas convencionales. El 10% restante de ambas categorías se obtiene de tecnologías que no emiten CO<sub>2</sub>. Con base en las consideraciones anteriores, la generación de energía eléctrica durante el periodo 2006 a 2030 se distribuye como se muestra en el Gráfico III.1.

---

<sup>34</sup> Los supuestos para la proyección de capacidad y generación fueron los siguientes: tasa de crecimiento para el consumo de energía del 4.8%; tasa de crecimiento del PIB de 3.6%; y una tasa media de crecimiento anual de la población del 0.9%.

<sup>35</sup> Autoabastecimiento es definido como la generación de energía eléctrica para fines de autoconsumo siempre y cuando dicha energía se destine a satisfacer las necesidades de personas físicas y morales y no resulte inconveniente para el país. Hasta 2008, la Prospectiva del Sector Eléctrico de SENER denominaba como energía “libre” aquellos proyectos para los cuales no se tenía una tecnología especificada.

**Gráfico III.1 Participación de tecnologías en el generación de energía eléctrica, línea base 2006-2030 (porcentaje)**



Fuente: (CMM, 2008)

Para el año 2030, la generación de energías renovables representa 13% del total, y las energías fósiles 87%. Por tipo de tecnología, la participación es la siguiente:

**Tabla III.1 Participación y generación de tecnologías en línea base, 2030.**

Tecnología	Generación (GWh <sup>36</sup> )	Participación
Ciclo combinado	269,748.5	45.6%
Carboeléctrica	82,226.0	13.9%
Libre	56,315.9	9.5%

<sup>36</sup> Las unidades MW, GW son unidades de potencia eléctrica, mientras que MWh, GWh y TWh son unidades de energía. El watt es una unidad de potencia equivalente a un Joule por segundo. La potencia es una tasa de trabajo, es decir, energía por unidad de tiempo.

<b>Tecnología</b>	<b>Generación (GWh<sup>36</sup>)</b>	<b>Participación</b>
Termoeléctrica convencional	52,648.3	8.9%
Autoabastecimiento	48,152.5	8.1%
Hidroeléctrica	46,732.7	7.9%
Nuclear	18,338.2	3.1%
Geotermoeléctrica	11,476.1	1.9%
Eoloeléctrica	3,135.2	0.5%
Combustión interna	1,893.0	0.3%
Turbogas	887.3	0.2%

Fuente: (CMM, 2008)

Este parque de generación es consistente con lo establecido en el POISE 2008-2017. Es decir, se le otorga mayor peso al ciclo combinado por ser más eficiente y se acota el de las carboeléctricas a menos de 15%. También se reduce considerablemente la generación con base en el combustóleo y diesel. Bajo este escenario, la participación de las tecnologías renovables es relativamente inferior respecto a las fósiles. La fuente de mayor contribución es la hidroeléctrica con menos de 10% (7.9%), seguida de la nuclear con 3.1%, geotermoeléctrica con 1.9% y eólica con 0.5%.

### **III.2.1. Cálculo de las emisiones de CO<sub>2</sub> en la línea base**

Durante el periodo de evaluación, las emisiones de la línea base aumentan en promedio 3.3% cada año. Para el año 2030, éstas alcanzarán la cifra de 278 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> (Mt CO<sub>2</sub>). En ese año, la tecnología de ciclo combinado es la mayor emisora con 104 Mt CO<sub>2</sub>, equivalente a 37.5% del total. Le siguen la carboeléctrica con 74 Mt CO<sub>2</sub> (26.5%), la termoeléctrica convencional con 43 Mt CO<sub>2</sub> (15.5%), el

autoabastecimiento con 35 Mt CO<sub>2</sub> (12.7%), la libre con 20 Mt CO<sub>2</sub> (7%), combustión interna y turbogás con casi 1 Mt CO<sub>2</sub> (0.5% y 0.2% respectivamente).

Las emisiones se calculan multiplicando la generación en GWh del año  $t$  de cada tecnología por el factor de emisión<sup>37</sup> ( $fe$ ) expresado en miles de toneladas CO<sub>2</sub> por GWh (ecuación 1). Una vez obtenidas, se expresan en Mt CO<sub>2</sub>.

$$Emisiones\ de\ CO_{2t} = GWh_t * fe \quad (1)$$

Los factores de emisión se obtuvieron del IPCC, de acuerdo al tipo de combustible y eficiencia de cada tecnología. En la Tabla III.2 se presentan los factores de emisión utilizados.

**Tabla III.2 Factores de emisión de CO<sub>2</sub>**

Tecnología	Combustible	Factor IPCC (miles de tCO <sub>2</sub> /GWh)
Ciclo combinado	Gas	0.39
Turbogás	Gas	0.59
Turbogás	Diesel	0.73
Combustión interna	Combustóleo	0.67
Termoeléctrica convencional	Combustóleo	0.82
Carboeléctrica	Carbón	0.90

Fuente: (CMM, 2008)

### III.3. Escenario de mitigación

En el escenario de mitigación se plantea introducir fuentes de energía alternas a la actual mezcla del sector eléctrico en México. El objetivo es responder al aumento de la demanda energética, y al mismo tiempo reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>. El periodo

<sup>37</sup> Se asume que los factores de emisión permanecen constantes a lo largo del periodo.

comprende los años de 2008 a 2030. Las tecnologías que se proponen son ocho: solar térmico, solar fotovoltaico, hidráulica, mini hidráulica, geotérmica, eólica, nuclear e IGCC con CCS. El potencial de capacidad de cada tecnología se tomó del estudio “*Estrategias de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero en el Sector Eléctrico*” del CMM. Para determinar el año de introducción de cada tecnología se tomó en cuenta la planeación establecida en el POISE 2008-2017, así como el tiempo necesario de construcción de las plantas y de estudios previos de factibilidad. La capacidad propuesta en este trabajo para cada tecnología es menor al potencial que diversos estudios han publicado, lo cual se ha hecho con la intención de ofrecer un enfoque realista y conservador. En la Tabla III.3 se muestra el potencial sugerido de cada tecnología.

**Tabla III.3 Capacidad propuesta para tecnologías alternas**

Medida de Mitigación	Potencial a 2030 (MW)
Eólica	10592
Geotérmica	3094
Hidráulica	20869
Micro/mini hidráulica	3250
Solar térmico	400
Solar fotovoltaico	200
IGCC	2800
Nuclear	11448

Fuente: (CMM, 2008)

Dado el potencial sugerido, la participación de las tecnologías alternas aumenta considerablemente respecto a la línea base. La generación pasa de 20% en 2010 a 40% en 2030.

**Tabla III.4 Participación y generación respecto a la línea base, 2030**

Tecnología	Línea base		Escenario de mitigación	
	Generación (GWh)	Participación (%)	Generación (GWh)	Participación (%)
Ciclo Combinado	269,748.5	45.6%	307,527.2	49.4%
Turbogás	887.3	0.2%	2,766.2	0.4%
Carboeléctrica	82,226.0	13.9%	32,937.6	5.3%
Combustión Interna	1,893.0	0.3%	1,852.8	0.3%
Termoeléctrica convencional	52,648.3	8.9%	-	0.0%
Nuclear	18,338.2	3.1%	85,241.8	13.7%
Hidroeléctrica	46,732.7	7.9%	66,849.8	10.7%
Geotérmica	11,476.1	1.9%	23,037.9	3.7%
Eólica	3,135.2	0.5%	38,616.0	6.2%
Micro/mini hidráulica	-	-	10,534.0	1.7%
Solar Térmico	-	-	700.8	0.1%
Solar Fotovoltaico	-	-	377.4	0.1%
IGCC con CCS	-	-	24,528.0	3.9%
Libre	56,315.9	9.5%	27,331.2	4.4%

Fuente: (CMM, 2008)

Se puede observar que la tecnología de ciclo combinado sigue teniendo la mayor participación con casi 50% del total. Sin embargo, la diversificación del parque de generación es notable, gracias a la introducción de nuevas tecnologías.

### III.3.1. Cálculo de las emisiones abatidas de CO<sub>2</sub> del escenario de mitigación

Las emisiones abatidas son aquellas que se dejan de emitir al sustituir el uso de combustibles fósiles por fuentes alternas y más limpias en el proceso de generación de energía. La introducción de capacidad nueva al sistema eléctrico no asume una sustitución directa entre tecnologías, es decir, no se reemplaza una tecnología fósil por una alterna. Para esto sería necesario que la tecnología de reemplazo tuviera características similares en cuanto a la eficiencia en conversión de la energía. Además, es necesario definir claramente un programa de retiros y adiciones, lo cual trasciende los alcances de este estudio. Por tanto, el factor de emisión se obtiene de la mezcla de tecnologías fósiles. En la Tabla III.5 se muestran los datos para su elaboración.

**Tabla III.5 Factor de emisión de la mezcla de tecnologías fósiles**

Tecnologías fósiles 2006	Porcentaje de generación	Generación (GWh)	Factor de emisión (miles de t CO <sub>2</sub> /GWh)	Emisiones (Miles de t CO <sub>2</sub> )	Factor de emisión de la mezcla (miles de t CO <sub>2</sub> /GWh)
Ciclo Combinado	45.75	90,646	0.39	35,013	
Turbogas	0.77	1,524	0.66	1,006	
Carboeléctrica	16	31,706	0.90	28,498	
Combustión Interna	0.37	737	0.67	495	
Termoeléctrica Convencional	37.1	51,615	0.82	42,169	
<b>Mezcla</b>	<b>100</b>	<b>176,228</b>		<b>107,182</b>	<b>0.61</b>

Fuente: (CMM, 2008)

Para realizar el cálculo de las emisiones abatidas se modifica la ecuación (1) presentada en la sección III.2.1.

$$Emisiones\ abatidas\ de\ CO_{2t} = GWh_{alterna\ t} * fem \quad (2)$$

La nueva forma de la ecuación muestra las emisiones abatidas como resultado de multiplicar la generación de las tecnologías alternas incorporadas ( $GWh_{alterna}$ ) por el factor de emisión de la mezcla ( $fem$ ). Una vez obtenidas, éstas también se expresan en Mt CO<sub>2</sub> para realizar las comparaciones posteriores.

### III.3.2. Costos

Una vez obtenidos los datos sobre emisiones mitigadas, es necesario determinar el costo por tonelada abatida para la construcción de la MACC. El costo de una tonelada abatida ( $CA_x$ ) es el resultado del costo total de una tecnología libre de CO<sub>2</sub> ( $CT_{mitigación_x}$ ) menos el costo total de la mezcla de tecnologías fósiles ( $CT_{mezcla}$ ) que se encuentran en funcionamiento, dividido entre la cantidad de emisiones evitadas por la misma ( $emisiones\ abatidas\ de\ CO_{2x}$ ).

$$CA_x = \frac{CT_{mitigación_x} - CT_{mezcla}}{Emisiones\ abatidas\ de\ CO_{2x}} \quad (3)$$

Dado que cada tecnología tiene características específicas como el tiempo de construcción, eficiencia, vida útil, etc., es necesario tener un elemento que permita realizar una comparación entre ellas. El costo nivelado es un concepto que “*sintetiza la información económica disponible acerca de un proyecto. Su valor expresa el costo medio del bien o servicio producido y es particularmente útil para comparar dos o más proyectos optativos que permiten obtener un mismo producto*” (CFE, 2010).

Por lo tanto, el costo total de la opción de mitigación y de la mezcla se obtiene de la multiplicación del costo nivelado de una tecnología a una tasa de descuento determinada ( $CN_{MWh_{xy}}$ ) por los Megawatts-hora que genera:

$$CTx = CN MWh_{xy} * MWh \quad (4)$$

Este concepto se puede definir como “*el valor que al multiplicarse por el valor presente de la generación de la central, considerando su vida útil, iguala al valor presente de los costos incurridos en la construcción de la central en cuestión*” (CFE, 2010). La CFE publica los datos de costos nivelados para las tecnologías que generan energía eléctrica en México. Sin embargo, la tasa de descuento empleada para calcularlos es de 12%. Además, los datos publicados no son útiles porque el análisis de sensibilidad propuesto versa sobre la variación en la tasa del descuento y su efecto en el costo de cada emisión de CO<sub>2</sub> mitigada. Por consiguiente, es necesario obtener los costos nivelados con las tasas de descuento sugeridas.

La tasa social de descuento es la que se utiliza para calcular el valor presente de los flujos futuros de efectivo (Ross, Westerfield, y Jordan 2001). Se denomina como una tasa social porque se emplea para evaluar costos y beneficios de políticas públicas o de proyectos de inversión desde una perspectiva social. En el caso de la evaluación de proyectos vinculados al cambio climático, existe un debate sobre la tasa social de descuento que se debe utilizar. La discusión se centra en la comparación del bienestar de las generaciones futuras respecto a las presentes. Una tasa de descuento igual a cero o cercana a cero implica que se valora a todas las generaciones por igual. Por otro lado, con una tasa mayor el valor de las generaciones futuras es menor respecto a las presentes. Algunos argumentan que no es “ético” darle menos valor a las generaciones futuras comparado con las actuales; mientras que otro segmento dice que los resultados de equiparar a las generaciones no tienen sentido (Varian 2006). En los distintos trabajos donde se vincula la economía con el cambio climático, la tasa de descuento que se utiliza varía en un rango

aproximado de 0% a 4%<sup>38</sup>. Tomando en cuenta la discusión anterior, en esta tesis se propone utilizar tres tasas sociales de descuento: 0%, 2% y 4%. De esta forma se analizarán los resultados para cada una de las tasas y las implicaciones sobre los costos de abatimiento de las tecnologías alternas.

Entonces, para determinar el costo total del MWh neto generado o el costo nivelado de cualquier tecnología se utilizó la metodología descrita en el documento de la Comisión Federal de Energía (CFE), *Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico 2009* (COPAR)<sup>39</sup>.

De acuerdo a la metodología, el costo total del MWh neto generado es una función compuesta de diez parámetros:

$$CT = f(up, I, C, i, \bar{w}, n, FP, CC, \eta, OM) \quad (3)$$

Como se observa en la función, se involucran variables como los usos propios ( $up$ ), inversión total ( $I$ ), capacidad de la central en MW ( $C$ ), tasa de descuento ( $i$ ), el porcentaje de construcción que se realiza en cada año o meses ( $\bar{w}$ ), la vida económica ( $n$ ), el factor de planta ( $FP$ ), el costo del Megajoule del combustible empleado ( $CC$ ), la eficiencia de conversión del combustible ( $\eta$ ) y el costo de operación y mantenimiento ( $OM$ ). La forma explícita de la fórmula se expresa de la siguiente manera:

$$CT = \frac{1}{1-up} \frac{I}{C} fvp(i, w) \frac{frc(i, n)}{(1+i)} \frac{1}{8760*fp} + \frac{3600*CC}{\eta} + OM \quad (4)$$

---

<sup>38</sup> En el trabajo de Stern (2006) se utilizó una tasa de descuento de 0, mientras que en diversos trabajos de McKinsey fue de 4%.

<sup>39</sup> El COPAR es la base de la CFE para realizar evaluaciones y tomar decisiones acerca de la mezcla de tecnologías de generación requerida para satisfacer la demanda de electricidad del país.

El primer componente de la fórmula indica el costo nivelado de la inversión de la tecnología, el segundo corresponde al combustible, y por último se tiene el de la operación y el mantenimiento. Los costos de inversión comprenden aquellos originados durante el periodo de construcción. Mientras que los costos de producción pueden dividirse en dos: costos de combustibles y de operación y mantenimiento. Además también se asume que las erogaciones se presentan en forma discreta, se realizan una vez por año y al inicio del mismo.

A su vez, la ecuación (4) está compuesta por dos funciones. La primera  $fvp(i, \bar{w})$  es conocida como el factor de valor presente y está definida por:

$$fvp(i, \bar{w}) = \sum_{t=-N}^{-1} W_t (1 + i)^{-t} \quad (5)$$

Donde  $W_t$  denota a los factores del perfil o cronograma de inversión en el año  $t$  del periodo de construcción  $\bar{w}$ , ambos expresados como fracción de la unidad. Con esta función se puede determinar “el valor actual de los flujos futuros de efectivo descontados a la tasa de descuento apropiada” (Ross, Westerfield, y Jordan 2001).

La segunda ecuación es  $frc(i, n)$  denominada como el factor de recuperación del capital y a su vez es función de la vida económica de la central y de la tasa de descuento. Se expresa como:

$$frc(i, n) = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (6)$$

Los datos empleados se obtuvieron de COPAR, expresados a precios medios de 2010, con excepción de los correspondientes a solar térmica, solar fotovoltaica, micro/mini hidráulica. Para estas tecnologías, se tomaron los datos publicados en el documento

“Energy Technology Perspectives 2010” de la IEA. Se asume que todos éstos permanecen constantes durante todo el periodo de evaluación. Para efectos comparativos, los resultados se expresan en dólares de 2010 y se aplica el “Tipo de Cambio para solventar Obligaciones denominadas en Moneda Extranjera en la República Mexicana” el cual fue de 12.80 pesos por dólar, valor promedio estimado durante 2010 (CFE, 2010). La Tabla III.6 resume los datos utilizados.

En el caso del costo total de la mezcla de tecnologías fósiles, se aplica la misma metodología que se usó para determinar el factor de emisión de la mezcla.

**Tabla III.6 Datos para el cálculo de los costos**

Tecnologías	Capacidad instalada (MW)	Factor de planta	Vida económica (años)	Usos propios	Tiempo de construcción (meses o años)	Costo del MJ del combustible (pesos/MJ)	Eficiencia de conversión	Inversión (pesos/kW)	O&M (pesos/MWh)
<b>Tecnologías alternas</b>									
Eólica	2.3	35%	50	0.1%	3 meses	-	-	26,661.32	161.88
Geotérmica	25	85%	30	6.1%	3 años	0.02924	18.3%	22,634.35	109.33
Hidroeléctrica	320	37%	50	0.5%	5 años	2.81*	-	92,657.54	33.08
Mini/microhidroeléctrica	5	37%	35	0.5%	3 meses	2.81*	-	51,048.00	51.00
Solar térmico	100	20%	25	0.1%	3 meses	-	-	50,400.00	319.08
Solar fotovoltaico	2	20%	25	0.1%	3 meses	-	-	48,000.00	190.56
Nuclear	1400	85%	60	3.5%	8 años	0.0088	34.5%	43,194.24	185.18
IGCC con CCS <sup>1</sup>	700	80%	30	13.0%	4 años	0.03008	46.0%	38,400.00	350.00
<b>Tecnologías fósiles</b>									
Termoeléctrica	350	75%	30	5.8%	4 años	0.08128	34.5%	15,415.12	61.65
Turbogás	266	13%	30	1.1%	1 año	0.07437	35.2%	6,734.52	71.28
Ciclo combinado	800	80%	30	2.1%	3 años	0.07437	51.8%	9,018.81	46.03
Carboeléctrica	350	80%	30	7.2%	4 años	0.03008	35.2%	20,801.87	92.21
Combustión interna	40	65%	25	3.9%	3 años	0.08128	43.3%	15,907.28	307.70

\*Para el caso de las hidroeléctricas y mini/micro hidroeléctricas el costo comprende el uso del agua y se expresa en pesos por MWh

<sup>1</sup> Para el IGCC el costo de la operación y el mantenimiento incorpora el costo de la captura y el secuestro geológico de carbono.

Fuente: Elaboración propia con datos de (CFE, 2010; IEA, 2010)

#### IV. Resultados

El modelo propuesto en el capítulo anterior busca generar los datos que permitan la construcción de la curva de costos marginales de abatimiento (MACC). Derivado de este planteamiento, se analizan tres casos:

- **Caso 1:** evaluación con una tasa de descuento de 0%
- **Caso 2:** evaluación con una tasa de descuento de 2%
- **Caso 3:** evaluación con una tasa de descuento de 4%

Tal como se mencionó, en cada caso se obtiene el costo por tonelada abatida ( $CA_x$ ). Para esto, es necesario estimar primero el costo nivelado para las tecnologías alternas y la mezcla de las tecnologías fósiles. Después se realiza el cálculo de las emisiones abatidas con el factor de emisión de la mezcla. Los resultados obtenidos se utilizan para elaborar la MACC e identificar las tecnologías más costo-efectivas.

Se asume que para todos los casos propuestos, las emisiones abatidas por las tecnologías alternas no se modifican. En 2030, la introducción de tecnologías alternas al sistema eléctrico nacional supone una reducción de 113.85 Mt CO<sub>2</sub>. Esto equivale a disminuir 41% de las emisiones respecto a las generadas en la línea base. Como se aprecia en la Tabla IV.1, la tecnología con mayor mitigación es la nuclear con 39% (44.38 Mt de CO<sub>2</sub>) del total, seguida por la eólica con 20% (22.38 Mt CO<sub>2</sub>) y la hidroeléctrica con 16% (18.22 Mt de CO<sub>2</sub>).

Cabe recordar que la cantidad de emisiones abatidas es resultado de la capacidad y generación propuestas, es por ello que las emisiones reducidas por parte de la energía solar fotovoltaica y solar térmica se quedan por debajo del millón de toneladas de CO<sub>2</sub>.

**Tabla IV.1 Emisiones reducidas por tecnologías alternas, 2030**

<b>Tecnología</b>	<b>Emisiones reducidas (Mt CO<sub>2</sub>)</b>
<b>Nuclear</b>	44.38
<b>Geotérmica</b>	9.06
<b>Eólica</b>	22.38
<b>Solar térmica</b>	0.43
<b>Solar fotovoltaica</b>	0.21
<b>Hidroeléctrica</b>	18.22
<b>Micro / Mini hidráulica</b>	6.12
<b>IGCC con CCS</b>	13.05
<b>Total</b>	113.85

Fuente: Elaboración propia con datos de (CMM, 2008).

A continuación se exponen los resultados del análisis de costos de abatimiento por caso y en consecuencia, la MACC correspondiente.

#### **IV.1. Caso 1: tasa de descuento de 0%**

Bajo este escenario, la ecuación (4) estimada con una tasa de descuento igual a 0% arroja resultados singulares en las dos funciones (5 y 6) que la componen. El primero se deriva de la función de valor presente definida por:

$$fvp(i, \bar{w}) = \sum_{t=-N}^{-1} W_t (1 + i)^{-t} \quad (5)$$

Cuando  $i=0$ , la función  $fvp$  se iguala a 1. Por lo tanto, tenemos que cuando la tasa de descuento es igual a cero, esta función no influye en la ecuación del costo total del MWh neto generado (ecuación 4).

El segundo resultado viene de la ecuación (6) expresada como:

$$frc(i, n) = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (6)$$

Cuando  $i=0$ , tanto el numerador como el denominador de la función  $frc$  se igualan a cero. Dada esta situación, la ecuación se vuelve indefinida. Para resolver este tipo de ecuaciones se ocupa la Regla de L'Hopital donde:

#### *Regla de L'Hopital*

Sean  $f$  y  $g$  dos funciones definidas en el intervalo  $[a, b]$ , y sean  $f(c)=g(c)=0$ , con  $c$  perteneciente a  $(a, b)$  y  $g'(x) \neq 0$  si  $x \neq c$ .

Si  $f$  y  $g$  son derivables en  $(a, b)$ , entonces si existe el límite  $f'/g'$  en  $c$ , existe el límite  $f/g$  (en  $c$ ) y es igual al anterior. Por lo tanto,

$$\lim_{x \rightarrow c} \frac{f(x)}{g(x)} = \lim_{x \rightarrow c} \frac{f'(x)}{g'(x)}$$

De esta forma, ahora la ecuación (6) se puede plantear de la siguiente manera:

$$\lim_{i \rightarrow 0} frc = i \frac{(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (7)$$

La forma explícita de la ecuación (7) se presenta como:

$$\lim_{i \rightarrow 0} frc = \frac{\lim_{i \rightarrow 0} ((1+i)^n + in(1+i)^{n-1})}{\lim_{i \rightarrow 0} (n(1+i)^{n-1})} \quad (8)$$

Al resolverla con  $i=0$ , la ecuación (8) resulta en:

$$= \frac{1}{n}$$

Por lo tanto, cuando la tasa de descuento es igual a cero, la función  $frc$  depende únicamente de la vida económica del proyecto. Entonces, el costo nivelado, *ceteris paribus*,

está inversamente relacionado con la vida económica del proyecto. Es decir, ante una disminución en el número de años de la vida económica de una central el costo nivelado de generación aumenta, y cuando se aumenta el número de años de funcionamiento de un proyecto, el costo nivelado de generación se reduce.

Con base en esto, la Tabla IV.2 resume los costos nivelados obtenidos para las tecnologías alternas. Las tecnologías más caras son las solares, cuyos costos sobrepasan los 100 dólares por MWh generado. Cabe destacar que la energía eólica, nuclear, hidroeléctrica y micro/mini hidroeléctrica presentan costos por debajo de los 50 dólares por MWh.

**Tabla IV.2 Costos nivelados de tecnologías alternas con tasa de descuento de 0%**

<b>Tecnología</b>	<b>Costo nivelado (dólares/MWh)</b>
Eólica	26.2
Nuclear	29.5
Hidroeléctrica	34.3
Micro/mini hidráulica	39.5
Geotérmica	61.9
IGCC con CCS	81.8
Solar fotovoltaica	100.6
Solar térmica	114.9

Fuente: Elaboración propia con datos de (CFE, 2010; CMM, 2008).

Por otro lado, en la Tabla IV.3 se muestran los costos nivelados para las tecnologías fósiles, así como el costo de la mezcla de éstas. La tecnología de menor costo es la carboeléctrica con 36.90 dólares por MWh, seguida por el ciclo combinado con 47.42 dólares por MWh. Al comparar estos costos con los de las tecnologías alternas, se advierte que la eólica, nuclear e hidroeléctrica tienen costos nivelados inferiores respecto a la carboeléctrica. Es decir, bajo este escenario de evaluación, se podría generar energía

eléctrica con base en estas tecnologías, reemplazando a las fósiles con costos nivelados superiores. Además, la energía micro/mini hidroeléctrica y geotérmica también presentan costos competitivos, esto en relación al ciclo combinado. Es destacable que bajo este análisis incluso la tecnología IGCC con CCS resulta competitiva respecto a los precios del turbogás y combustión interna.

**Tabla IV.3 Costos nivelados de tecnologías fósiles y de la mezcla con tasa de descuento de 0%**

<b>Tecnología</b>	<b>Costo nivelado (dólares/MWh)</b>
Ciclo combinado	47.42
Turbogás	81.24
Carboeléctrica	39.60
Combustión interna	85.93
Termoeléctrica	75.88
Mezcla	54

Fuente: Elaboración propia con datos de (CFE, 2010; CMM, 2008).

Con estos datos es posible calcular los costos de abatimiento de las toneladas de CO<sub>2</sub> y elaborar la curva de costos marginales de abatimiento. La MACC se presenta en el Gráfico IV.1. A través de esta herramienta visual, se observa que existen cuatro tecnologías costo-efectivas. Es decir, se podría producir energía eléctrica con beneficios económicos y al mismo tiempo, reducir emisiones con las energías eólica, nuclear, hidráulica y micro/mini hidráulica.

A pesar de contar con una cantidad importante de recurso solar, los costos aún no son competitivos en México. Aunado a esto, la cantidad de emisiones mitigadas es marginal en comparación con las otras tecnologías propuestas. Esto resulta en costos de mitigación elevados (76.61 y 100.16 dólares por tonelada de CO<sub>2</sub> respectivamente). Por otro lado, en el caso de la energía geotérmica, ésta podría ser financiada casi en su totalidad

a través de la venta de bonos de carbono. Actualmente los bonos en el mercado europeo se venden en 12.60 dólares (Point Carbon, 2011), con lo que aproximadamente 97% del costo se cubriría mediante este mecanismo. El resto podría ser financiado con fondos internacionales que apoyan el desarrollo de energías limpias.

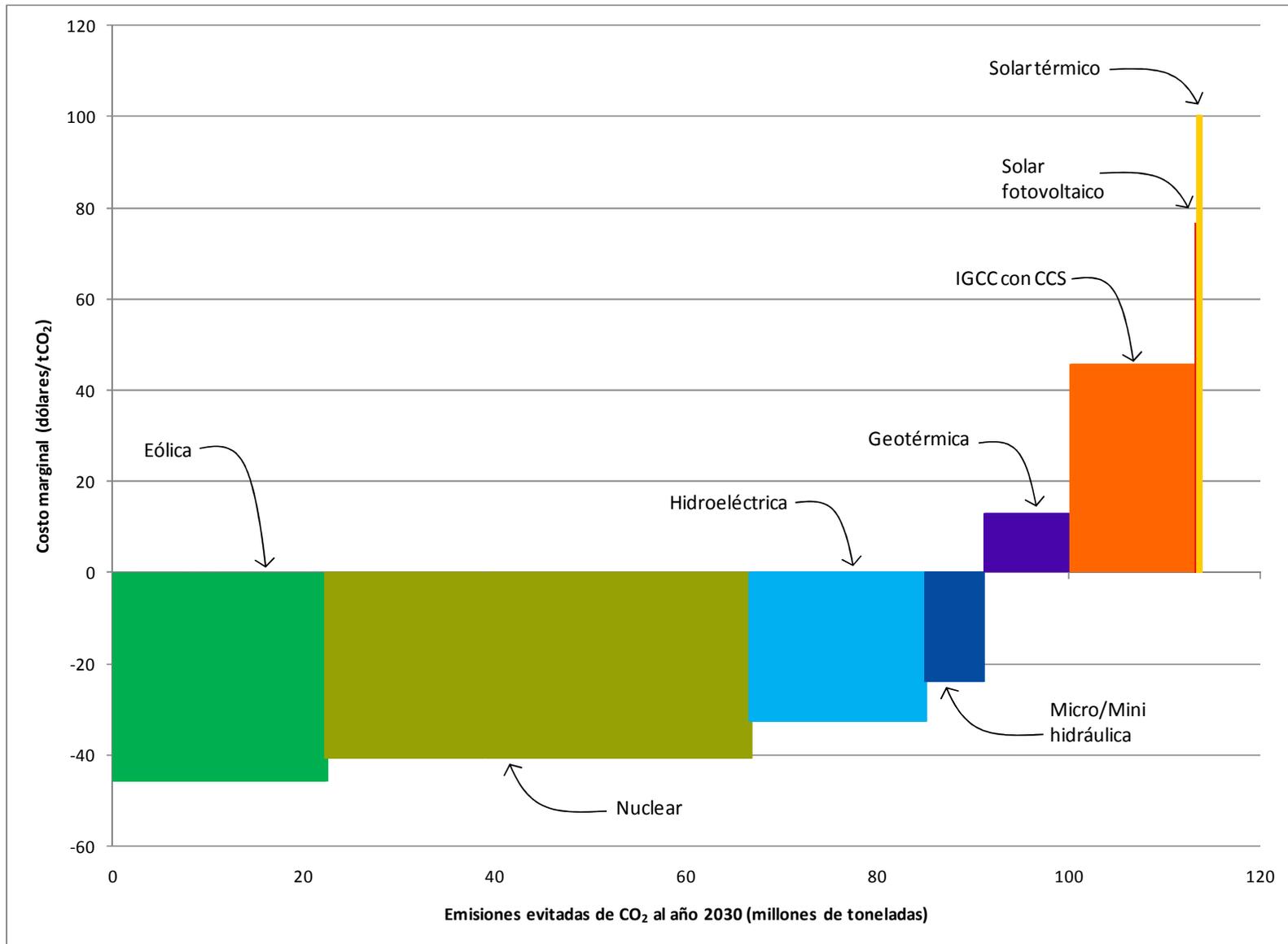
En la Tabla IV.4 se resumen las emisiones mitigadas y los costos de abatimiento obtenidos con una tasa de descuento de 0%.

**Tabla IV.4 Caso1: Costos de toneladas abatidas al año 2030**

<b>Tecnología</b>	<b>Reducción de emisiones (Mt CO<sub>2</sub>)</b>	<b>Costo de abatimiento (dólares/ t CO<sub>2</sub>)</b>
Eólica	22	-45.62
Nuclear	44	-40.34
Hidroeléctrica	18	-32.35
Micro/mini hidráulica	6	-23.77
Geotérmica	9	13.01
IGCC con CCS	13	45.75
Solar fotovoltaica	0.2	76.61
Solar térmica	0.4	100.16

Fuente: Elaboración propia.

Gráfico IV.1 Caso 1: Curva de costos marginales de abatimiento al año 2030 (tasa de descuento de 0%)



Fuente: Elaboración propia.

#### IV.2. Caso 2: tasa de descuento de 2%

Los resultados obtenidos en el caso 2 reflejan un incremento en los costos nivelados de las tecnologías alternas, en la mezcla de tecnologías fósiles, así como en los costos de mitigación. La diferencia más notable respecto al Caso 1, se encuentra en el cambio de posición en la curva de abatimiento entre la tecnología hidroeléctrica y la micro/mini hidráulica.

La Tabla IV.5 resume los resultados de los costos nivelados para las tecnologías alternas. Se observa que todas presentan aumentos considerables respecto a los datos obtenidos en el Caso 1. Resalta el dato para la energía hidráulica cuyo incremento fue de 59.6% respecto a la cifra obtenida con la tasa de 0%. Otros incrementos importantes se registraron en la micro/mini hidráulica con 38.3% y en la eólica con 32.3%. Por otro lado, el IGCC con CCC y la energía geotérmica son las únicas con un incremento igual o menor a 10% (10% y 4.9% respectivamente).

**Tabla IV.5 Costos nivelados de tecnologías alternas con tasa de descuento de 2%**

<b>Tecnología</b>	<b>Costo nivelado (dólares/MWh)</b>
Eólica	34.7
Geotérmica	64.9
Hidroeléctrica	54.8
Mini/micro hidroeléctrica	54.7
Solar térmica	142.5
Solar fotovoltaica	126.8
Nuclear	35.9
IGCC con CCS	90.0

Fuente: Elaboración propia con datos de (CFE, 2010; CMM, 2008).

En cuanto al costo nivelado de las tecnologías fósiles, es notable observar que los incrementos son comparativamente menores respecto a los registrados en las tecnologías alternas.

Todos éstos fueron menores a 10%. El aumento más pronunciado lo tuvo la carboeléctrica con 7.9% en relación con el Caso 1, seguido del turbogás con 6.8%. El costo de la energía termoeléctrica y combustión interna se elevó 3.2% cada uno, mientras que el ciclo combinado lo hizo en 2.3% (ver Tabla IV.6). En cuanto al costo nivelado de la mezcla, el alza respecto al caso anterior fue de 3.4%.

**Tabla IV.6 Costos nivelados de tecnologías fósiles y de la mezcla con tasa de descuento de 2%**

<b>Tecnología</b>	<b>Costo nivelado (dólares/MWh)</b>
Ciclo combinado	48.7
Turbogás	86.7
Carboeléctrica	42.7
Combustión interna	88.7
Termoeléctrica	78.3
Mezcla	55.8

Fuente: Elaboración propia con datos de (CFE, 2010; CMM, 2008).

Con estos datos, es posible obtener los costos de abatimiento por tecnología. Quizá el resultado más relevante es el cambio de posición entre la hidroeléctrica y la micro/mini hidráulica. A pesar de que la energía mini/micro hidráulica tuvo el segundo incremento más importante en términos de costo nivelado, se posicionó en el tercer escalón por debajo de la energía hidroeléctrica, geotérmica, IGCC con CCS, solar fotovoltaico y solar térmico. Otro resultado relevante es el de la energía eólica; al igual que la micro/mini hidráulica presentó un aumento en su costo nivelado por encima del 30%. Aún así, es la tecnología con el menor costo de abatimiento con -34.74 dólares por tonelada de CO<sub>2</sub>.

Con estos datos de abatimiento por tonelada, la energía eólica, nuclear, hidroeléctrica y micro/mini hidráulica resultan costo-efectivas. Por otro lado, bajo un escenario del precio del bono de carbono a 12.60 dólares, se podría financiar parcialmente la energía geotérmica. El costo de la solar fotovoltaico y solar térmico superan los 100

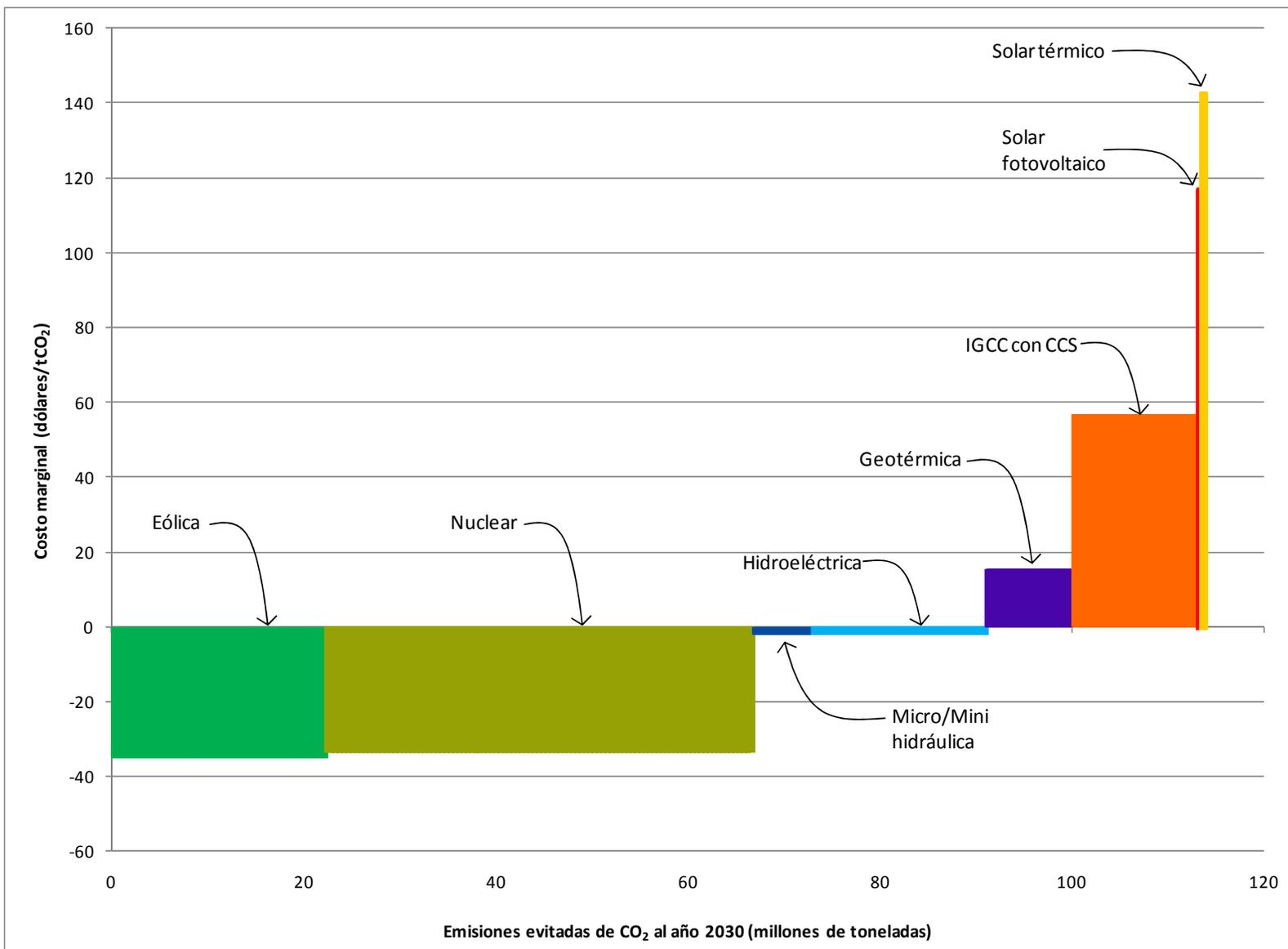
dólares por tonelada, lo cual las coloca en niveles no competitivos respecto a las demás tecnologías.

**Tabla IV.7 Caso 2: Costo por tonelada abatida al año 2030**

<b>Tecnología</b>	<b>Reducción de emisiones (Mt CO<sub>2</sub>)</b>	<b>Costo de abatimiento (dólares/ t CO<sub>2</sub>)</b>
Eólica	22.38	-34.74
Nuclear	44.38	-32.83
Micro/mini hidráulica	6.12	-1.96
Hidroeléctrica	18.22	-1.75
Geotérmica	9.06	14.91
IGCC con CCS	13.05	56.15
Solar fotovoltaica	0.21	116.69
Solar térmica	0.43	142.40

Fuente: Elaboración propia.

Gráfico IV.1 Caso 2: Curva de costos marginales de abatimiento al año 2030 (tasa de descuento 2%)



Fuente: Elaboración propia.

### **IV.3. Caso 3: tasa de descuento del 4%**

Para este último caso, los resultados varían considerablemente respecto a los dos anteriores. El aumento en los costos implica que tan sólo dos tecnologías se encuentren por debajo de la línea de los cero dólares por tonelada abatida. Además se da un intercambio de posición en la curva entre la energía nuclear y la eólica. La primera se coloca como la tecnología más costo-efectiva. Otro cambio notable es la posición en la que se coloca la geotérmica. Su costo por tonelada abatida le permite ser la tercera tecnología más barata. Por otro lado, bajo este escenario, las energías solar fotovoltaica y solar térmico superan los 150 dólares por tonelada de CO<sub>2</sub> mitigada. En ambos casos, estos costos duplican los obtenidos en el Caso 1.

En primer lugar, se analiza el costo nivelado de las tecnologías alternas. En la Tabla IV.8 se presentan los resultados para las 8 tecnologías evaluadas. Es interesante notar que bajo este escenario, sólo la eólica y nuclear tienen costos nivelados por debajo de los 50 dólares. Respecto a los datos del Caso 2, nuevamente el costo de la hidroeléctrica tiene el mayor incremento con 48.9%. Le siguen la micro/mini hidráulica y eólica con 33.8% y 31.3% respectivamente. Al igual que en los dos casos anteriores, la energía geotérmica es la única con un aumento menor al 10%.

Sin embargo, si se realizan las mismas comparaciones en costos nivelados respecto a los obtenidos en el Caso 1, es notable que la mayoría de los incrementos se encuentra en el orden de 50%. La hidroeléctrica presenta un aumento de 137.7%, seguida de la micro/mini hidráulica con 84.9%, eólica con 73.6%, solar fotovoltaica con 56.6%, solar térmica con 52% y nuclear con 51.9%. Las energías con un alza menor son el IGCC con CCS y geotérmica con 22.1% y 10.6% respectivamente.

**Tabla IV.8 Costos nivelados de tecnologías alternas con tasa de descuento de 4%**

<b>Tecnología</b>	<b>Costo nivelado (dólares/MWh)</b>
Eólica	45.6
Geotérmica	68.5
Hidroeléctrica	81.6
Mini/microhidroeléctrica	73.1
Solar térmica	174.7
Solar fotovoltaica	157.5
Nuclear	44.7
IGCC con CCS	99.9

Fuente: Elaboración propia con datos de (CFE, 2010; CMM, 2008).

Referente a los costos nivelados de las tecnologías fósiles, los aumentos no superan el 10% respecto al caso anterior. Una vez más, la carboeléctrica tiene el mayor incremento con 8.8%, seguida del turbogás con 7.4%. El cambio en los precios del resto de las tecnologías es menor al 4%. Sin embargo, al realizar la comparación en relación al Caso 1, éstos son mayores. Para la carboeléctrica y el turbogás el alza de los costos fue de 17.4% y 14.7% respectivamente. Las tecnologías de combustión interna y termoeléctrica tuvieron aumentos de 7% cada una, y finalmente el ciclo combinado con 5.7%.

Como se puede observar en la Tabla IV.9, con excepción de la carboeléctrica, los costos superan los 50 dólares por MWh producido. En el caso de la mezcla, el costo nivelado es de 58.07 dólares, esto es un aumento respecto al Caso 1 de 3.42% y 3.97% en comparación al Caso 2.

**Tabla IV.9 Costos nivelados de tecnologías fósiles y de la mezcla con tasa de descuento de 4%**

<b>Tecnología</b>	<b>Costo nivelado (dólares/MWh)</b>
Ciclo combinado	50.15
Turbogás	93.14
Carboeléctrica	46.50
Combustión interna	91.93

<b>Tecnología</b>	<b>Costo nivelado (dólares/MWh)</b>
Termoeléctrica	81.15
Mezcla	58.07

Fuente: Elaboración propia con datos de (CFE, 2010; CMM, 2008).

Finalmente, los resultados anteriores arrojan costos de abatimiento superiores respecto a los casos anteriores. Como se mencionó, en este escenario, únicamente la energía nuclear y la eólica presentan costos de abatimiento negativos (-22 y -21 dólares por tonelada de CO<sub>2</sub> respectivamente). Con estos datos, la energía nuclear se vuelve la tecnología más costo-efectiva. Sin embargo, la energía geotérmica se ubica por debajo de la micro/mini hidráulica, hidroeléctrica, IGCC con CCS, solar fotovoltaica y solar térmica.

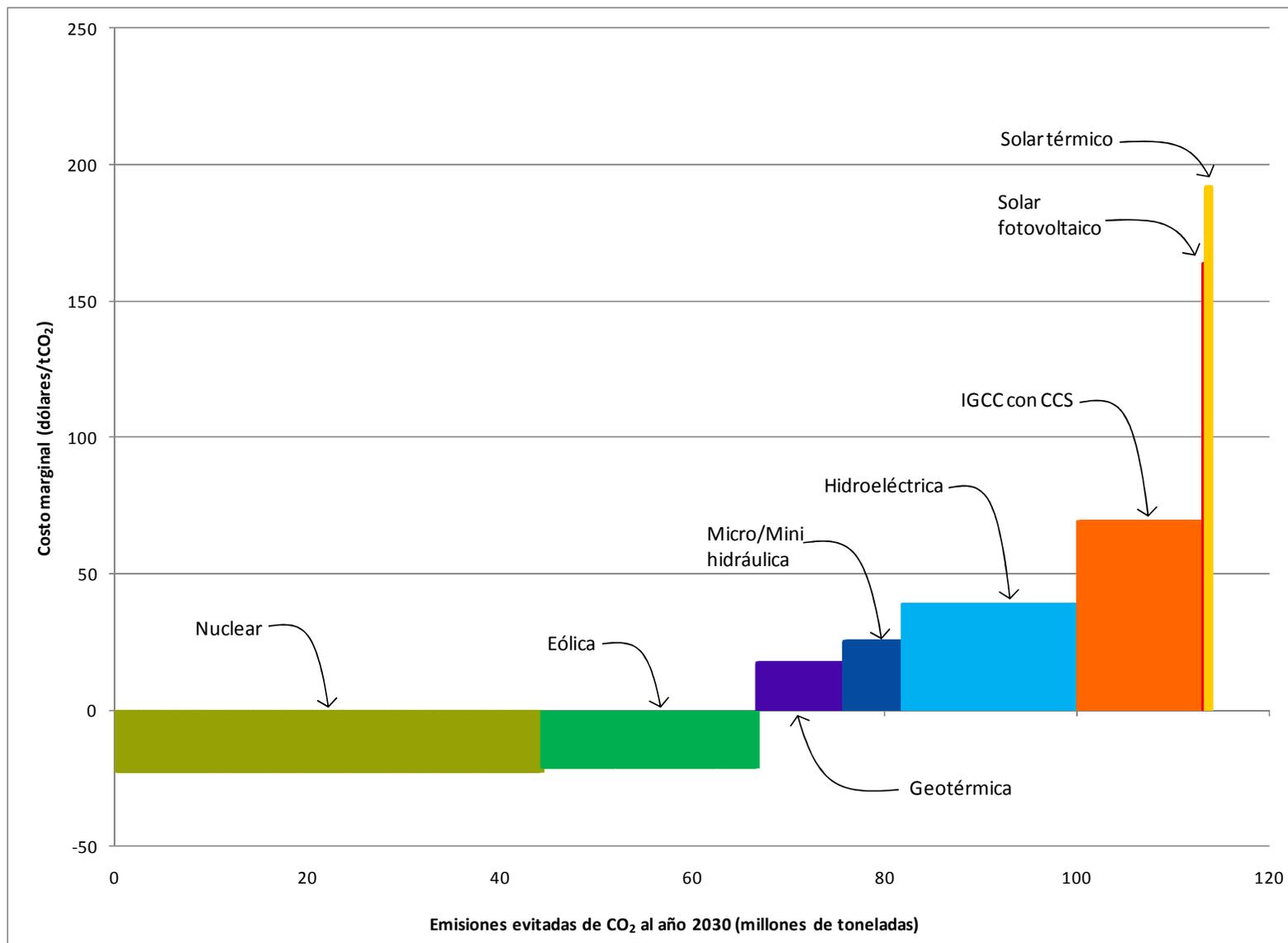
Es notable el aumento en los costos de abatimiento de las energías solares. La energía solar térmica tiene un costo por tonelada mitigada de 191.78 dólares, mientras que el de la solar fotovoltaica es de 163.54 dólares. Estos costos rebasan notablemente los de tecnologías alternas.

**Tabla IV.10 Caso 3: Costos de toneladas abatidas al año 2030**

<b>Tecnología</b>	<b>Reducción de emisiones (Mt CO<sub>2</sub>)</b>	<b>Costo de abatimiento (dólares/ t CO<sub>2</sub>)</b>
Nuclear	44.38	-21.92
Eólica	22.38	-20.55
Geotérmica	9.06	17.12
Micro/Mini hidráulica	6.12	24.74
Hidroeléctrica	18.22	38.68
IGCC con CCS	13.05	68.77
Solar fotovoltaica	0.21	163.54
Solar térmica	0.43	191.78

Fuente: Elaboración propia.

**Gráfico IV.2 Caso 3: Curva de costos marginales de abatimiento al año 2030 (tasa de descuento 4%)**



Fuente: Elaboración propia

## **V. Conclusiones**

El cambio climático es un tema de enorme trascendencia para el desarrollo económico nacional, ya que compromete la disponibilidad de los recursos en el corto, mediano y largo plazos; a ello se agregan los efectos irreversibles que este fenómeno ejerce sobre la calidad del medio ambiente. Su creciente impacto sobre las actividades económicas pone en riesgo el acceso y aprovechamiento de recursos por parte de las generaciones presentes y futuras.

El sector energético se encuentra entre las principales fuentes emisoras de GEI en el mundo. Es por ello que existe una fuerte tendencia a fortalecer el desarrollo de tecnologías limpias y renovables con el objetivo de transformar los procesos de generación de energía de tal manera que se eviten dichas emisiones. Sin embargo, estas tecnologías aún enfrentan obstáculos, principalmente relacionados a sus características de generación y barreras de entrada, lo cual impide que se conviertan en sustitutos perfectos de los combustibles fósiles.

Las proyecciones de diversas organizaciones como el IPCC, IEA y OCDE, indican que las emisiones relacionadas con el sector energético continuarán incrementándose durante las siguientes décadas, debido principalmente a la inercia tecnológica y al uso de las reservas de combustibles fósiles por parte de economías en desarrollo. Ello obliga a las sociedades a redoblar esfuerzos por racionalizar su consumo y buscar alternativas limpias.

En México, las medidas adoptadas por el sector eléctrico para la mitigación de GEI están enfocadas a la demanda, desdeñando la oferta. Esto es observable en la cantidad de programas que existen para el ahorro de energía y el limitado crecimiento de la participación de energías alternas en la matriz de generación de energía eléctrica.

Esta situación es reforzada por la regla de elección de proyectos para la generación de electricidad vigente en los procesos internos de la CFE. Dentro de su reglamentación y estructura, los proyectos se eligen según el costo, es decir, sólo se emprenden aquellas propuestas que impliquen el menor costo de inversión y producción. En este sentido, es preciso acotar que, de acuerdo a los lineamientos establecidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, los proyectos eléctricos en México se evalúan con una tasa de descuento de 12%. Esto tiene un efecto determinante en los costos nivelados de las tecnologías, pues implica un beneficio tácito para las fuentes y tecnologías fósiles. Si no se consideran los costos ambientales, las tecnologías de combustibles fósiles resultan económicamente más atractivas en comparación a las alternas bajo el esquema actual de evaluación. Esto obliga a buscar metodologías de valoración que permitan incluir en los costos totales de generación los costos ambientales que se derivan.

A partir de la problemática planteada anteriormente, el propósito de esta tesis ha sido proponer un modelo que permita estimar los costos de abatimiento por tonelada de CO<sub>2</sub>; esto, como una alternativa para evaluar a las tecnologías alternas. Con este fin, se determinaron los costos nivelados de las tecnologías de generación de energía eléctrica – alternas y fósiles- ante variaciones en la tasa de descuento empleada.

Entre los resultados arrojados por el análisis, es destacable la existencia de una disminución considerable del costo nivelado de generación de las tecnologías alternas ante diferentes tasas de descuento - 0%, 2% y 4% - respecto a la que actualmente se utiliza para evaluar los proyectos eléctricos. Bajo esta situación, estos costos se vuelven competitivos en comparación a las energías fósiles. Ante esto, se deduce que la tasa de descuento y los costos nivelados están correlacionados positivamente. Es decir, conforme se utilice una tasa

de descuento más alta, los costos nivelados, y por consecuencia, los costos de abatimiento, aumentarían.

Cabe puntualizar que incluso con la tasa más alta propuesta en esta tesis, y la cual se asemeja a una tasa utilizada en proyectos reales, los resultados muestran que existen opciones tecnológicas que permitirían generar energía competitivamente, al tiempo que se mitigarían emisiones. Tal es el caso de las fuentes eólica y nuclear. Éstas son opciones que deben ser consideradas en los programas de expansión de capacidad eléctrica, ya que representan una alternativa estable ante la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles. Por su parte, la nuclear cuenta con un alto grado de madurez y eficiencia, lo cual le confiere una ventaja considerable frente a las demás tecnologías. Sin embargo, es necesario destacar que el uso de esta energía requiere un alto grado de seguridad tanto en su operación como mantenimiento. El manejo inadecuado del combustible utilizado puede generar fugas con un alto nivel de radiación, que pueden generar efectos negativos tanto en la salud de la población como en su entorno. Por lo cual, es preciso la continua exploración y desarrollo de nuevas tecnologías sustentables, así como el impulso al potencial de las existentes, medidas indispensables para lograr una maduración tecnológica que, tanto en términos de capacidad como en costos, les convierta en alternativas competitivas.

Los resultados del modelo también permiten identificar un potencial de reducción de emisiones de 113.85 Mt de CO<sub>2</sub> al año 2030. Bajo el escenario menos favorable –tasa de descuento de 4%–, el 59% de este potencial corresponde a las tecnologías costo-efectivas. Otro 8% podría ser financiado a través de los mercados internacionales de carbono, inclusive si el precio del bono se mantuviera en el nivel actual, es decir, en 12.60 dólares por tonelada de CO<sub>2</sub>. Los mecanismos de cooperación internacional, los mercados regionales de carbono, fondos de organismos internacionales –como el BID y el Banco

Mundial- así como mecanismos de mercado como el cap & trade, surgen como opciones viables para obtener los montos de inversión necesarios para costear el resto de las tecnologías. En este sentido, cabe señalar que México propuso la creación de un Fondo Mundial contra el Cambio Climático, mejor conocido como Fondo Verde. Se presentó como un instrumento complementario respecto a los existentes bajo el esquema del Protocolo de Kioto y plantea que contribuyan todos aquellos países que quieran beneficiarse del Fondo - países del Anexo I y países en desarrollo - con excepción de los denominados países “menos desarrollados”. De acuerdo a las reglas de operación, los más beneficiados resultan ser los países en desarrollo, ya que obtendrían un mayor flujo de recursos respecto a sus aportaciones. No obstante, el Fondo carece de mecanismos que ayuden a verificar las metas establecidas por los participantes. Debe tomarse en cuenta que si bien, la obtención de recursos del Fondo Verde supondría una importante fuente de financiamiento en materia de mitigación, también supone un reto para México en materia de desarrollo institucional que le permita cumplir con los criterios establecidos.

La posibilidad de beneficiarse de las herramientas de financiamiento internacional, no debe ser un distractor ante la necesidad de crear instrumentos, como esquemas fiscales y apoyos, entre ellos subsidios a la inversión en nuevas tecnologías, que impulsen y faciliten la entrada de proyectos con base en energías alternas que diversifiquen la matriz de generación de energía eléctrica en el país. También se debe considerar que de continuar bajo el actual esquema de evaluación de proyectos energéticos, las fuentes de generación fósiles mantendrán una ventaja respecto a las tecnologías alternas. Esta situación seguirá impactando directamente en las finanzas públicas gracias a las erogaciones que se deberán realizar en subsidios al consumo de la energía y en la compra de combustibles fósiles.

Se concluye que, si bien existe la necesidad de migrar hacia el uso de tecnologías renovables y sustentables, la estructura del sector eléctrico mexicano no puede depender completamente de este tipo de tecnologías. A pesar de tener un gran potencial en cuanto a capacidad de generación, la mayoría de las tecnologías renovables -sobre todo en el caso de las eólicas y solares- posee limitaciones técnicas como la intermitencia, una reducida capacidad de carga y un bajo factor de planta, lo cual impide una sustitución rápida y económica de los combustibles fósiles. Por ello mismo es preciso también explorar tecnologías que eleven la eficiencia de los hidrocarburos y al mismo tiempo reduzcan su impacto ambiental. Tal es el caso de la aplicación de procesos pre-combustión o de gasificación integral en ciclo combinado, a través de los cuales es posible capturar el CO<sub>2</sub> para después almacenarlo en una formación geológica.

A falta de medidas precautorias, las consecuencias del cambio climático generarán transformaciones irreversibles. Para mitigar las emisiones de CO<sub>2</sub>, y con ello descarbonizar la economía, es necesario trazar estrategias de crecimiento bajo en carbono, particularmente en los procesos de generación de electricidad. En la actualidad, México cuenta con la Estrategia Nacional de Energía, documento rector en el cual se define la trayectoria del sector energético a través de objetivos y líneas de acción, con el fin de llevarlo hacia una operación segura, eficiente y sustentable. Sin embargo, los datos publicados en las perspectivas energéticas, principalmente el del sector eléctrico, demuestran que no se podrán cumplir las metas establecidas.

Para lograr un plan de transición efectivo es necesario crear nuevos marcos regulatorios, uso de incentivos económicos, así como el desarrollo y promoción de tecnologías más eficientes. Aunado a esto, se deben realizar esfuerzos conjuntos entre todas

las instituciones involucradas en el sector energético, y de esta forma garantizar congruencia entre los documentos de planeación.

Por último, es imperativo subrayar la importancia de complementar las acciones de mitigación con acciones que afecten la demanda de energía eléctrica, como lo son los programas de ahorro de energía, horario de verano, entre otros. La suma de estos esfuerzos con medidas para impulsar el desarrollo de tecnologías renovables abrirá nuevos caminos hacia el objetivo común de garantizar una oferta sustentable de energía eléctrica en México y el mundo.

## VI. Bibliografía

- Academia de Ingeniería de México. 2009. La nucleoelectricidad. Una oportunidad para México. México: Academia de Ingeniería de México.
- Agencia Internacional de Energía (IEA). 2008. Energy Technology Perspectives 2008. In support of the G8 Plan of Action. Scenarios & Strategies to 2050. París: OCDE/IEA.
- . 2008. Key World Energy Statistics 2009. Paris, Francia: OCDE/IEA.
- . 2010. CO2 Emissions from Fuel Combustion. Highlights. In *IEA Statistics*. Paris: OCDE/IEA.
- . 2010. Energy Technology Perspectives 2010. Scenarios and Strategies to 2050. Paris: OCDE/IEA.
- . 2010. Projected Costs of Generating Electricity edited by Agencia Internacional de Energía. Paris: OCDE/IEA.
- . 2010. Technology Roadmap. Solar photovoltaic energy Paris, Francia: OCDE/IEA.
- . 2010 Renewable Energy Essentials: Hydropower, edited by Agencia Internacional de Energía. París: OCDE/IEA.
- Alatorre Frenk, Claudio. 2009. Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable en México. México: Secretaría de Energía.
- Bertani, Ruggero. 2010. Geothermal Power Generation in the World 2005 - 2010 Update Report. Paper read at World Geothermal Congress 2010, 25 - 29 de abril 2010, at Bali, Indonesia.
- Carabias, Julia, Mario Molina, y José Sarukán. 2010. *El cambio climático: causas, efectos y soluciones*. Primera ed. México: Fundación Coca-Cola de México.
- Centro Mario Molina (CMM). 2008. Estrategias de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero en el Sector Eléctrico México.
- . 2008. Evaluación en los usos de HCFCs en México en el sector de refrigeración y aire acondicionado. México: CMM.

- . 2008. *Low-Carbon Growth: A Potential Path for Mexico*. Mexico.
- . 2010. *La ruta de México hacia una economía sustentable de baja intensidad de carbono. Estado del arte de tecnologías para el aprovechamiento de las energías renovables.* . México.
- Comisión Federal de Electricidad (CFE). 2008. *Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2008-2017*, edited by Subdirección de Programación. México.
- . 2009. *Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico 2009*. México.
- . 2009. *Tercer Informe de Labores 2008-2009*. México.
- . 2010. *Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico 2010*. México.
- . 2010. *Estadísticas 2010* [cited Enero 2010]. Available from <http://www.cfe.gob.mx/QuienesSomos/queEsCFE/estadisticas/Paginas/Estad%C3%ADstica.aspx>.
- . 2010. *Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2008-2017*, edited by Subdirección de Programación. México.
- Comisión Intersecretarial de Cambio Climático. 2008. *Programa Especial de Cambio Climático* edited by Secretariado Técnico de la Comisión Intersecretarial de Cambio Climático. México: Poder Ejecutivo Federal.
- . 2009. *México: Cuarta comunicación nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*, edited by Secretaria de Medio Ambiente y Recursos Naturales. México.
- Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE). 2011. *¿Qué es la electricidad?* CONUEE 2009 [cited Enero 2011]. Available from [http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/que\\_es\\_la\\_electricidad](http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/que_es_la_electricidad).
- Comité de Cambio Climático. 2008. *Building a low-carbon economy- the UK's contribution to tackling climate change*. Londres.
- Davidson, Marc. 2006. *A Social Discount Rate for Climate Damage to Future Generations Based on Regulatory Law*. *Climatic Change* 76 (1):55-72.

- Departamento de Conservación de Medio Ambiente Naturaleza y Turismo. 2009. The Democratic Republic of Congo's REDD + Potential, edited by Departamento de Conservación de Medio Ambiente Naturaleza y Turismo. República del Congo.
- Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE). 2009 Renewable Energy Data Book 2008. Estados Unidos.
- . 2010. 2009 Renewable Energy Data Book edited by National Renewable Energy Laboratory. Estados Unidos.
- Energy Efficiency and Renewable Energy U.S. 2010. 2008 Solar Technologies Market Report. Estados Unidos: Departamento de Energía de Estados Unidos
- Energy Efficiency and Renewable Energy U.S. DOE. 2009. 2008 Geothermal Technologies Market Report. Estados Unidos: U.S. Department of Energy.
- Enkvist, Per-Anders; Naucalé, Tomas; Rosander, Jerker;. 2007. A cost curve for greenhouse gas reduction. *The McKinsey Quarterly* 1:11.
- Estrada Gasca, Claudio A.; Sánchez Juárez, Aarón;. 2009. Situación y prospectiva de la energía solar. Paper read at Seminario sobre la situación actual y prospectiva energética en México y en el Mundo, at México, D.F.
- Galindo, Luis Miguel. 2008. La Economía del Cambio Climático en México, edited by Gobierno Federal; Secretaría de Hacienda y Crédito Público y Secretaria de Medio Ambiente. México.
- Global Wind Energy Council. 2010. Global Wind 2009 Report. Bruselas: GWEC.
- Gobierno Federal. 2009. Tercer Informe de Gobierno: Anexo Estadístico, edited by Gobierno Federal. México.
- Grubb, Michael, Tooraj Jamasb, y Michael G. Pollitt. 2008. *Delivering a Low Carbon Electricity System: Technologies, Economics and Policy*. Edited by Department of Applied Economics. Primera ed. Cambridge: Cambridge University Press.
- Jamasb, Tooraj, y Jonathan Köhler. 2008. Learning Curves for Energy Technology: A Critical Assessment. In *Delivering a Low Carbon Electricity System: Technologies, Economics and Policy*, edited by T. J. Michael Grubb, Jonathan Köhler., Cambridge: Cambridge University Press.
- Johnson, Todd M., Claudio Alatorre, Zayra Romo, y Feng Liu. 2009. México: estudio sobre la disminución de emisiones de carbono: Banco Mundial.

1975. *Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica*.

Michael M., Cernea. 2004. Social Impacts and Social Risks in Hydropower Programs: Preemptive Planning and Counter-risk Measures. In *Social Aspects of Hydropower Development*. Pekín, China: Organización de las Naciones Unidas.

Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC). 2007. *Climate Change 2007: Synthesis Report* Suiza: IPCC Secretariat.

Petróleos Mexicanos (PEMEX). *Indicadores petroleros* (Noviembre 2010). Petróleos Mexicanos, Diciembre 2010 [cited. Available from <http://www.ri.pemex.com/index.cfm?action=content&sectionID=16&catID=12155>].

Plascencia Acosta, María de los Ángeles. 2009. La generación de electricidad ante el agotamiento del Petróleo: el caso de México, Departamento de Economía, Centro de Investigación y Docencia Económicas, A.C. , México.

PROMÉXICO. 2008. *Energías renovables*, edited by Inversión y Comercio. México: Gobierno Federal.

REN21. 2010. *Renewables 2010 Global Status Report* Paris: REN21 Secretariat.

Rodríguez, Bárbara Angélica 2010. *Energía Minihidráulica*. Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía 2009 [cited 2 de septiembre 2010]. Available from [http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA\\_631\\_energia\\_minihidrauli?page=2](http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_631_energia_minihidrauli?page=2).

Ross, Stephen A. , Randolph W. Westerfield, y Bradford D. Jordan. 2001. *Fundamentos de Finanzas Corporativas*. Translated by J. Gómez Mont. 2da. ed. México: McGraw Hill.

Secretaría de Energía (SENER). 2006. *Fuentes Renovables de Energía: Hacia una Estrategia Mexicana para el Desarrollo Sustentable en un Mundo en Transición*. México: SENER.

———. 2006. *Prospectiva del Sector Eléctrico 2005-2014*, edited by Dirección General de Planeación Energética. México.

———. 2007. *Programa Sectorial de Energía 2007-2012*, edited by Secretaría de Energía. México.

———. 2009. *Prospectiva del sector eléctrico 2009-2024*, edited by Dirección General de Planeación Energética. México.

- . 2010. Estrategia Nacional de Energía. México.
- . 2010. *Industria Eléctrica Mexicana* 2010 [cited Enero 2010]. Available from <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=81>.
- Secretaría de Medio Ambiente. 2008. Programa de Acción Climática de la Ciudad de México 2008-2012, edited by Secretaria de Medio Ambiente. Distrito Federal: Gobierno del Distrito Federal.
- Sistema de Información Energética (SIE). *Balance Nacional de Energía: Balance Nacional de carbón mineral* (2010). Secretaría de Energía, Diciembre 2010 2010 [cited. Available from <http://sie.energia.gob.mx/sie/bdiController?action=login>.
- . 2010. *Estadísticas de energía*. Secretaria de Energía 2010 [cited 13 de junio 2010]. Available from <http://sie.energia.gob.mx/>.
- Soluciones Globales. 2007. Generación de energía a través de recursos renovables, at México.
- U.S. Energy Information Administration. 2010. *Introduction to Nuclear Power*. EIA 2010 [cited 20 de octubre 2010]. Available from <http://www.eia.doe.gov/cneaf/nuclear/page/intro.html>.
- UK Trade & Investment Team Mexico. 2010. Renewable Energy Sector Mexico. In *Sector Report*. Reino Unido.
- Varian, Hal R. 2006. Recalculating the Costs of Global Climate Change. *The New York Times*, Diciembre 14.
- World Nuclear Association. 2010. *Nuclear Power Reactors*. WNA 2010 [cited 28 de agosto 2010]. Available from <http://www.world-nuclear.org/info/inf32.html>.
- . 2010. *World Nuclear Power Reactors & Uranium Requirements*. WNA 2010 [cited 30 de agosto 2010]. Available from <http://www.world-nuclear.org/info/default.aspx?id=27082>.
- World Resources Institute. 2010. *World Emissions* 2007 [cited Enero 2010]. Available from <http://cait.wri.org/>.
- Academia de Ingeniería de México. 2009. La nucleoelectricidad. Una oportunidad para México. México: Academia de Ingeniería de México.

- Agencia Internacional de Energía. 2010 Renewable Energy Essentials: Hydropower, edited by A. I. d. Energía. París: IEA.
- Agencia Internacional de Energía (IEA). 2008. Energy Technology Perspectives 2008. In support of the G8 Plan of Action. Scenarios & Strategies to 2050. París: OCDE/IEA.
- . 2010. CO2 Emissions from Fuel Combustion. Highlights. In *IEA Statistics*. París: OCDE/IEA.
- . 2010. Energy Technology Perspectives 2010. Scenarios and Strategies to 2050. París: OCDE/IEA.
- Alatorre Frenk, Claudio. 2009. Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable en México. México: Secretaria de Energía.
- Bertani, Ruggero. 2010. Geothermal Power Generation in the World 2005 - 2010 Update Report. Paper read at World Geothermal Congress 2010, 25 - 29 de abril 2010, at Bali, Indonesia.
- Carabias, Julia, Mario Molina, y José Sarukán. 2010. *El cambio climático: causas, efectos y soluciones*. Primera ed. México: Fundación Coca-Cola de México.
- Centro Mario Molina (CMM). 2008. Estrategias de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero en el Sector Eléctrico México.
- . 2008. Low-Carbon Growth: A Potential Path for Mexico. Mexico.
- Comisión Federal de Electricidad (CFE). 2009. Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico 2009. México.
- . 2010. Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico 2010. México.
- . 2010. *Estadísticas 2010* [cited Enero 2010]. Available from <http://www.cfe.gob.mx/QuienesSomos/queEsCFE/estadisticas/Paginas/Estad%C3%ADstica.aspx>.
- . 2010. Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2008-2017, edited by Subdirección de Programación. México.
- Comité de Cambio Climático. 2008. Building a low-carbon economy- the UK's contribution to tackling climate change. Londres.

- Departamento de Conservación de Medio Ambiente Naturaleza y Turismo. 2009. The Democratic Republic of Congo's REDD + Potential, edited by Departamento de Conservación de Medio Ambiente Naturaleza y Turismo. República del Congo.
- Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE). 2010. 2009 Renewable Energy Data Book edited by National Renewable Energy Laboratory. Estados Unidos.
- Energy Efficiency and Renewable Energy U.S. 2010. 2008 Solar Technologies Market Report. Estados Unidos: Departamento de Energía de Estados Unidos
- Energy Efficiency and Renewable Energy U.S. DOE. 2009. 2008 Geothermal Technologies Market Report. Estados Unidos: U.S. Department of Energy.
- Enkvist, Per-Anders; Nauclér, Tomas; Rosander, Jerker;. 2007. A cost curve for greenhouse gas reduction. *The McKinsey Quarterly* 1:11.
- Galán García, José Luis. 1987. *Sistemas de Unidades Físicas*. Barcelona: Editorial Reverté.
- Gobierno Federal. 2009. Tercer Informe de Gobierno: Anexo Estadístico, edited by Gobierno Federal. México.
- Grubb, Michael, Tooraj Jamasb, y Michael G. Pollitt. 2008. *Delivering a Low Carbon Electricity System: Technologies, Economics and Policy*. Edited by Department of Applied Economics. Primera ed. Cambridge: Cambridge University Press.
1975. *Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica*.
- Michael M., Cernea. 2004. Social Impacts and Social Risks in Hydropower Programs: Preemptive Planning and Counter-risk Measures. In *Social Aspects of Hydropower Development*. Pekín, China: Organización de las Naciones Unidas.
- Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC). 2007. Climate Change 2007: Synthesis Report Suiza: IPCC Secretariat.
- Petróleos Mexicanos (PEMEX). *Indicadores petroleros* (Noviembre 2010). Petróleos Mexicanos, Diciembre 2010 2010 [cited. Available from <http://www.ri.pemex.com/index.cfm?action=content&sectionID=16&catID=12155>.
- PROMÉXICO. 2008. Energías renovables, edited by Inversión y Comercio. México: Gobierno Federal.
- REN21. 2010. Renewables 2010 Global Status Report Paris: REN21 Secretariat.

- Rodríguez, Bárbara Angélica 2010. *Energía Minihidráulica*. Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía 2009 [cited 2 de septiembre 2010]. Available from [http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA\\_631\\_energia\\_minihidrauli?page=2](http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_631_energia_minihidrauli?page=2).
- Ross, Stephen A. , Randolph W. Westerfield, y Bradford D. Jordan. 2001. *Fundamentos de Finanzas Corporativas*. Translated by J. Gómez Mont. 2da. ed. México: McGraw Hill.
- Secretaría de Energía (SENER). 2006. Fuentes Renovables de Energía: Hacia una Estrategia Mexicana para el Desarrollo Sustentable en un Mundo en Transición. México: SENER.
- . 2006. Prospectiva del Sector Eléctrico 2005-2014, edited by Dirección General de Planeación Energética. México.
- . 2009. Prospectiva del sector eléctrico 2009-2024, edited by Dirección General de Planeación Energética. México.
- . 2010. Estrategia Nacional de Energía. México.
- Secretaría de Medio Ambiente. 2008. Programa de Acción Climática de la Ciudad de México 2008-2012, edited by Secretaría de Medio Ambiente. Distrito Federal: Gobierno del Distrito Federal.
- Sistema de Información Energética (SIE). *Balance Nacional de Energía: Balance Nacional de carbón mineral* (2010). Secretaría de Energía, Diciembre 2010 2010 [cited. Available from <http://sie.energia.gob.mx/sie/bdiController?action=login>.
- . 2010. *Estadísticas de energía*. Secretaría de Energía 2010 [cited 13 de junio 2010]. Available from <http://sie.energia.gob.mx/>.
- Varian, Hal R. 2006. Recalculating the Costs of Global Climate Change. *The New York Times*, Diciembre 14.
- World Nuclear Association. 2010. *World Nuclear Power Reactors & Uranium Requirements*. WNA 2010 [cited 30 de agosto 2010]. Available from <http://www.world-nuclear.org/info/default.aspx?id=27082>.
- World Resources Institute. 2010. *World Emissions* 2007 [cited Enero 2010]. Available from <http://cait.wri.org/>.