



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
EN MÉXICO A PARTIR DE ENERGÍAS
RENOVABLES: PARTICIPACIÓN
DE LAS EMPRESAS PRIVADAS**

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO

PRESENTA:

ARLEM MARIEL CASTAÑEDA SÁNCHEZ

DIRECTOR DE TESIS:

DR. ALBERTO ELIZALDE BALTIERRA



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F. JUNIO 2008



Universidad Nacional
Autónoma de México



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.

A Danna Yunuen

A la de colibrí,
líviana y pura

A la de colibrí,
para la cura.

Si me dijeran pide un deseo,
preferiría un rabo de nube,
que se llevara lo feo
y nos dejara el querube.
un barredor de tristezas,
un aguacero en venganza
que cuando escampe parezca
nuestra esperanza.

Silvio Rodríguez

SI SOBREVIVES, si persistes, canta,
sueña, emborráchate.

Es el tiempo del frío: ama,
apresúrate. El viento de las horas
barre las calles, los caminos.

Los árboles esperan: tú no esperes,
éste es el tiempo de vivir: el único.

Jaime Sabines

A Francisco†, por que su
ausencia me fortaleció y me
hizo crecer.

A Cecilia, Lourdes, Irma y Norma,
por darme su apoyo incondicional y
por creer en mí.

A Hilda, por haberme dado
la oportunidad de nacer.

A Julio Cesar†, que siempre
estará en mi recuerdo...

A Norita, por los aretes y la
pláticas interesantes...

A toda mi familia

Gracias

Gracias

*A la Universidad Nacional Autónoma de México,
por cobijarme todos estos años de estudio.*

*Al Dr. Alberto Elizalde Baltierra, por ser su clase la
inspiración de este trabajo, por darme la oportunidad
de ser su tesista, por los consejos y la paciencia.*

Al Ing. Jacinto Viqueira y a los maravillosos Profesores por las enseñanzas.

A la Dra. Cecilia Martín del Campo

Al Dr. Arturo Reinking.

Al Ing. López Márquez.

*Al Grupo, por las experiencias
compartidas, por el apoyo en la
realización de este trabajo; y por que en
un futuro será algo más que planes.*

*Al Subgrupo, por la paciencia, por los
logros y por el apoyo.*

*A Yolanda y David mucha suerte en
todo lo que hagan.*

A la Facultad de Ingeniería, por que en esta conocí a personajes extraordinarios.

A mi país, a mi pueblo...

A Viridiana, por los momentos en el exilio, por escucharme, darme consejos y alentarme a seguir, que nuestra amistad sea para siempre...

A Lupe, por escucharme, por los consejos y por la confianza...

A Irán, Edson y Luis por estar siempre, por el apoyo, por escucharme, por darme consejos, por los buenos momentos, los quiero mucho...

A Irving, Julio, y Pepe por la compañía y por la amistad...

A Elizabeth y Janet, por que son dos personitas inigualables, por las risas, por los momentos agradables, por los consejos, échente muchas ganas...

A Angel y Ruben, por las risas, por las ironías y los sarcasmos, por los momentos divertidos...

A Brenda, por compartir películas, libros y viajes-al-azar, por estos últimos casi seis años, gracias por tus letras y por ayudarme a llegar a la Estelada...

A Donaji, por que se que cumplirás todos tus sueños y que no te vas a dejar abatir por momentos tristes, ¡Ah! Se me olvidaban las sorpresas...

A Sara, por las películas, por las obras de teatro que todavía no hemos ido a ver, por qué no te conocimos antes...

A Miguel, por tu amistad, por tu optimismo y pesimismo, por los viajes de estudio y los de diversión, por confiar en mí...

A Erika y Alejandro, por su amistad, por adoptarme, por los viajes que nos faltan...

A Eduardo y Hideki, por su amistad, por su ayuda, por las cenas, por que se que llegarán muy lejos con su esfuerzo...

A todas las personas especiales que forman parte de mi existencia...

A los lugares y momentos conjugados con existencias...
al exilio y los dulces con chilito...
a las piedras, canciones y películas...
al elixir embriagante de los líquidos...

A los patrocinadores...
A las palabras raras, dichos y refranes...
a los bailes, a los inventos, a las risas escandalosas y la limpieza extrema...

A los viajes en los que encontré verdaderos amigos...
a los recuerdos plasmados en imágenes digitales...

A las noches iluminadas...
a la Luna, por saludarme a las estrellas...

A Nefertiti, por su compañía incondicional...
A Bagheera, a Buba, a Mafalda...

A las risas, a las distracciones,
a los pensamientos difusos...

A las mariposas, a los colibríes, a las nubes
al unicornio azul y a la flores que no 'mas no hablan...
A los ausentes...

A los idiomas que empecé y que algún día acabaré...

A mí, por las actividades ociosas y también por las importantes...
Y sobre todo, a las existencias que me han hecho sentir...

Gracias

Artem Mariel Castañeda Sánchez

Temario

Introducción General	1
1. Tecnologías de Generación de Energía Eléctrica que emplean Energías Renovables	5
Introducción	7
1.1 Centrales Hidroeléctricas	8
<i>1.1.1 Características técnicas</i>	<i>8</i>
<i>1.1.1.1 Principio de Operación</i>	<i>8</i>
<i>1.1.1.2 Clasificación</i>	<i>9</i>
a. Central hidroeléctrica de agua corriente	9
b. Central hidroeléctrica con vaso de almacenamiento	9
c. Centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo	9
d. Centrales maremotrices	10
<i>1.1.1.3 Principales componentes</i>	<i>10</i>
<i>1.1.2 Aspectos Económicos</i>	<i>11</i>
<i>1.1.2.1 Costos de generación eléctrica</i>	<i>11</i>
<i>1.1.2.2 Iniciativas para reducir los costos de generación</i>	<i>13</i>
<i>1.1.3 Impactos ambientales y sociales</i>	<i>13</i>
<i>1.1.3.1 En el agua</i>	<i>13</i>
<i>1.1.3.2 En el suelo</i>	<i>13</i>
<i>1.1.3.3 En la flora y fauna</i>	<i>14</i>
<i>1.1.3.4 En la comunidad</i>	<i>14</i>
1.2 Centrales Geotérmicas	14
<i>1.2.1 Características técnicas</i>	<i>14</i>
<i>1.2.1.1 Principios de operación</i>	<i>14</i>
<i>1.2.1.2 Clasificación</i>	<i>15</i>
a. Centrales de vapor seco	15
b. Centrales de vapor a flash	16
c. Centrales de ciclo binario	16

1.2.1.3	<u>Principales componentes</u>	17
1.2.2	Aspectos económicos	18
1.2.2.1	<u>Costos de generación eléctrica</u>	18
1.2.2.2	<u>Iniciativas para reducir los costos de generación</u>	20
1.2.3	Impactos ambientales y sociales	20
1.2.3.1	<u>En el agua</u>	20
1.2.3.2	<u>En el suelo</u>	20
1.2.3.3	<u>En la flora y fauna</u>	21
1.2.3.4	<u>En la comunidad</u>	21
1.3	Centrales Eólicas	21
1.3.1	Características técnicas	21
1.3.1.1	Principios de operación	21
1.3.1.2	Principales componentes	21
1.3.2	Aspectos económicos	23
1.3.2.1	Costos de generación eléctrica	23
1.3.2.2	Iniciativas para reducir los costos de generación	25
1.3.3	Impactos ambientales y sociales	25
1.3.3.1	En el agua	25
1.3.3.2	En el suelo	25
1.3.3.3	En la flora y fauna	25
1.3.3.4	En la comunidad	26
1.4	Centrales Solares	26
1.4.1	Características técnicas	26
1.4.1.1	Principios de operación	26
	a. Fotovoltaicas	26
	b. Solares térmicas o fototérmicas	27
1.4.1.2	Principales componentes	29
	a. Fotovoltaicas	29
	b. Solares térmicas o fototérmicas	29
1.4.2	Aspectos económicos	30
1.4.2.1	Costos de generación eléctrica	30
1.4.2.2	Iniciativas para reducir los costos de generación	31

1.4.3	<i>Impactos ambientales y sociales</i>	31
1.4.3.1	<i>En el agua</i>	31
1.4.3.2	<i>En el suelo</i>	31
1.4.3.3	<i>En la flora y fauna</i>	31
1.4.3.4	<i>En la comunidad</i>	31
1.5	Biomasa	32
1.5.1	<i>Características técnicas</i>	32
1.5.1.1	<i>Principios de operación</i>	32
1.5.1.2	<i>Clasificación</i>	33
a.	Combustión	33
b.	Pirólisis / Gasificación	33
1.5.1.3	<i>Principales componentes</i>	33
1.5.2	<i>Aspectos económicos</i>	34
1.5.2.1	<i>Costos de generación eléctrica</i>	34
1.5.2.2	<i>Iniciativas para reducir los costos de generación</i>	35
1.5.3	<i>Impactos ambientales y sociales</i>	35
1.5.3.1	<i>En el agua</i>	35
1.5.3.2	<i>En el suelo</i>	35
1.5.3.3	<i>En la flora y fauna</i>	36
1.5.3.4	<i>En la comunidad</i>	36
Conclusiones		37
2.	Experiencias Internacionales de Generación Eléctrica con Energías Renovables	39
Introducción		41
2.1	España	42
2.1.1	<i>Capacidad instalada por tipo de energía</i>	42
2.1.1.1	<i>Sector Eólico</i>	43
2.1.1.2	<i>Sector Hidroeléctrico</i>	44
2.1.1.3	<i>Sector Solar Termoeléctrico</i>	45
2.1.1.4	<i>Sector Solar Fotovoltaico</i>	45
2.1.1.5	<i>Área de Biomasa</i>	46

2.1.2	<i>Marco legal y políticas públicas</i>	46
2.1.2.1	<i>Marco Comunitario</i>	46
	a. Libro Blanco de la Unión Europea	46
	b. Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo	47
2.1.2.2	<i>Marco Nacional</i>	47
	a. Ley 54/1997 de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico	48
	b. Resolución de 11 de febrero de 2005	48
	c. Resolución de 1 de abril de 2005	49
2.1.3	<i>Participación de las empresas privadas</i>	49
2.1.3.1	<i>Endesa</i>	50
	a. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el mundo	50
	b. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en España	51
2.1.3.2	<i>Iberdrola</i>	52
	a. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el mundo	53
	b. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en España	53
2.1.3.3	<i>Unión Fenosa</i>	54
	a. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el mundo	55
	b. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en España	55
2.1.3.4	<i>Hidrocantábrico</i>	56
	a. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el mundo	57
	b. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en España	57
2.2	Estados Unidos	57
2.2.1	<i>Capacidad instalada por tipo de energía</i>	57
2.2.1.1	<i>Sector Eólico</i>	59
2.2.1.2	<i>Sector Hidroeléctrico</i>	60
2.2.1.3	<i>Sector Solar</i>	61
2.2.1.4	<i>Sector Solar Termoeléctrico</i>	61
2.2.1.5	<i>Sector Solar Fotovoltaico</i>	61
2.2.1.6	<i>Sector Geotérmico</i>	62
2.2.1.7	<i>Área de Biomasa</i>	62

2.2.2	<i>Marco legal y políticas públicas</i>	62
	a. Public Utility Regulatory Policies Act	62
	b. Energy Policy Act	63
2.2.3	<i>Participación de las empresas privadas</i>	65
2.2.3.1	<i>Duke Energy & PSI Energy</i>	65
	a. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el mundo	65
	b. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en Estados Unidos	66
2.2.3.2	<i>Arizona Power Services</i>	66
	a. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el mundo	66
	b. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en Estados Unidos	67
2.2.3.3	<i>Dominion</i>	67
	a. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el mundo	67
	b. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en Estados Unidos	68
2.2.3.4	<i>Georgia Power</i>	69
	a. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el mundo	69
	b. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en Estados Unidos	69
2.3	Canadá	69
2.3.1	<i>Capacidad instalada por tipo de energía</i>	69
2.3.1.1	<i>Sector Eólico</i>	70
2.3.1.2	<i>Sector Hidroeléctrico</i>	71
2.3.1.3	<i>Sector Solar Fotovoltaico</i>	72
2.3.1.4	<i>Sector Geotérmico</i>	73
2.3.1.5	<i>Área de Biomasa</i>	73
2.3.2	<i>Marco legal y políticas públicas</i>	74
	a. Electric Service Business Policy	75
2.3.3	<i>Participación de las empresas privadas</i>	75
2.3.3.1	<i>Transalta</i>	76
	a. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el mundo	76
	b. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en Canadá	76

2.3.3.2	<i>ATCO Power</i>	78
a.	Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el mundo	78
b.	Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en Canadá	78
2.3.3.3	<i>SNC-Lavalin</i>	79
a.	Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el mundo	79
b.	Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en Canadá	80
Conclusiones		82
3.	Participación privada en la generación eléctrica en México	83
Introducción		85
3.1	Marco legal y regulatorio	86
a.	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento	88
b.	Ley de la Comisión Reguladora de Energía	90
c.	Ley Federal de Derechos	91
d.	Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente	92
e.	Contrato de interconexión para Fuente de Energía Solar en Pequeña Escala	93
f.	Resolución RES/140/2001, Convenio para el servicio de transmisión de energía eléctrica para Fuentes de Energías Renovables	94
	Procedimiento administrativo para el otorgamiento de un permiso de generación de energía eléctrica	95
3.2	Capacidad de generación instalada en inversión privada	96
3.2.1	<i>Productores Independientes</i>	100
3.2.2	<i>Autoabastecimiento</i>	103
3.2.3	<i>Cogeneración</i>	106
3.2.4	<i>Exportación</i>	109
3.2.5	<i>Importación</i>	112
3.2.6	<i>Pequeña Producción</i>	113
3.2.7	<i>Con energías renovables</i>	113
3.2.8	<i>Con energías no renovables</i>	115
Conclusiones		119

4. Desarrollo futuro de proyectos eléctricos privados a partir de energías renovables en México	121
Introducción.	123
4.1 Análisis de incentivos y barreras legales, comerciales, económicas y medioambientales para el desarrollo de estos proyectos	125
4.1.1 Barreras	126
a. Legales	126
b. Económico – Financieras	126
c. Institucionales – Administrativas	127
d. Tecnológicas	129
e. Sociales	130
4.1.2 Incentivos	131
a. Legales	131
b. Económico – Financieros	135
c. Institucionales – Administrativos	136
d. Tecnológicos	137
e. Sociales	137
4.2 Financiamiento a través del Mercado Internacional de Bonos de Carbono	138
4.2.1 Gases de Efecto Invernadero (GEI)	138
4.2.2 Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC)	139
4.2.3 Protocolo de Kyoto (PK)	141
4.2.4 Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)	142
a. Ciclo de un proyecto MDL	143
b. Base de referencia o Línea base	146
c. Adicionalidad	147
4.2.5 Importancia del mercado de Bonos de Carbono para México	148
a. Importancia financiera de los Bonos de Carbono:	148
b. Cartera Actual de proyectos MDL en México	149
4.3 Proyectos futuros con participación privada aprovechando energías renovables	152
4.3.1 Programa de expansión	153
4.3.2 Evolución de la capacidad instalada	154
a. Tecnología: Renovable – No Renovable	155

b. Sector: Público – Privado	157
c. Tecnología: Renovable – No Renovable y Sector: Público – Privado	158
d. Sector: Privado y Tecnología: Renovable – No Renovable	162
e. Tecnología: Renovable y Sector: Privado	164
4.4 Comparación de la situación futura de México con la situación actual de Argentina y Chile	167
4.4.1 <i>Marco regulatorio</i>	168
a. Chile	168
b. Argentina	169
4.4.2 <i>Tecnologías empleadas en la generación de energía eléctrica</i>	170
a. Chile	170
b. Argentina	171
4.4.3 <i>Comparación Chile, Argentina y México</i>	172
a. Tecnología: Renovable – No Renovable	173
b. Sector: Público – Privado	174
c. Tecnología: Renovable – No Renovable y Sector: Público – Privado	175
d. Sector: Privado y Tecnología: Renovable – No Renovable	176
e. Tecnología: Renovable y Sector: Privado	177
Conclusiones	179
Conclusiones Generales	181
Referencias	185

Figuras

Figura I.1 Central Hidroeléctrica	8
Figura I.2 Costo del kWh en Centrales Hidroeléctricas	12
Figura I.3 Distribución de los Costos de Generación en Centrales Hidroeléctricas, valores promedio.	13
Figura I.4 Central Geotérmica	15
Figura I.5 Central de vapor seco	15
Figura I.6 Central de vapor flash	16
Figura I.7 Central de ciclo binario	17
Figura I.8 Costo del kWh en Centrales Geotérmicas	19
Figura I.9 Distribución de los Costos de Generación en Centrales Geotérmicas	20
Figura I.10 Central Eólica	22
Figura I.11 Costo del kWh en Centrales Eólicas	24
Figura I.12 Distribución de los Costos de Generación en Centrales Eólicas	24
Figura I.13 Central Solar Fotovoltaica	27
Figura I.14 Central Solar Térmica	28
Figura I.15 Distribución de los Costos de Generación en Centrales Solares Fotovoltaicas.	30
Figura I.16 Central de generación mediante Biomasa	32
Figura I.17 Comparación de costos de inversión para Centrales de Biomasa	35
Figura II.1 Porcentaje de capacidad instalada de generación de energía eléctrica en España	42
Figura II.2 Porcentaje de capacidad instalada de generación de energía eléctrica de Endesa por tecnología en España	51
Figura II.3 Porcentaje de capacidad instalada de generación de energía eléctrica de Unión Fenosa por tecnología en España	56
Figura II.4 Porcentaje de capacidad instalada de generación de energía eléctrica por tecnología en Estados Unidos	58
Figura II.5 Porcentaje de capacidad instalada de generación de energía eléctrica por tipo de fuente de Dominion en Estados Unidos	68
Figura II.6 Porcentaje de capacidad instalada por tecnología en Canadá	70
Figura II.7 Porcentaje de capacidad instalada de generación eléctrica en el sector mini hidroeléctrico por Región en Canadá	72
Figura II.8 Porcentaje capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el sector biomasa por Región en Canadá	74
Figura II.9 Porcentaje de uso de combustibles para la generación de energía eléctrica de Transalta en Canadá	77

Figura III.1 Evolución del otorgamiento de permisos por año	97
Figura III.2 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica por tecnología	98
Figura III.3 Inversión por tecnología	99
Figura III.4 Inversión por Modalidad, (Millones de dólares por cada MW instalado)	100
Figura III.5 Porcentaje de Capacidad Instalada de energía eléctrica bajo la modalidad de Productor Independiente por empresa.	102
Figura III.6 Evolución de los permisos de Productor Independiente por año	102
Figura III.7 Evolución de los permisos de Autoabastecimiento por año	103
Figura III.8 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica bajo la modalidad de Autoabastecimiento por tecnología	104
Figura III.9 Inversión por tecnología bajo la modalidad de Autoabastecimiento	105
Figura III.10 Inversión en Autoabastecimiento (Millones de dólares por cada MW instalado)	105
Figura III.11 Evolución de los permisos de Cogeneración por años	107
Figura III.12 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica bajo la modalidad de Cogeneración por tecnología	107
Figura III.13 Inversión por tecnología bajo la modalidad de Cogeneración	108
Figura III.14 Inversión en Cogeneración (Millones de dólares por cada MW instalado)	109
Figura III.15 Evolución de los permisos de Exportación por años	109
Figura III.16 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica bajo la modalidad de Exportación por tecnología	110
Figura III.17 Inversión por tecnología bajo la modalidad de Exportación	111
Figura III.18 Inversión en Exportación (Millones de dólares por cada MW instalado)	111
Figura III.19 Evolución de los permisos de Importación por años	112
Figura III.20 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica con energías renovables por tecnología	113
Figura III.21 Inversión por tecnología en energías renovables	114
Figura III.22 Inversión en Energías Renovables (Millones de dólares por cada MW instalado)	115
Figura III.23 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica con energías no renovables por tecnología	116
Figura III.24 Inversión por tecnología en energías no renovables	117
Figura III.25 Inversión en Energías No Renovables (Millones de dólares por cada MW instalado)	117

Figura IV.1 Red de transmisión asociada al proyecto de TA	131
Figura IV.2 El banco de renovables	135
Figura IV.3 Principales instituciones de apoyo de la CMNUCC	139
Figura IV.4 Ciclo del Proyecto MDL	145
Figura IV.5 Pruebas de Adicionalidad de Proyectos MDL	148
Figura IV.6 Evolución esperada de la capacidad de generación eléctrica instalada 2006-2016	155
Figura IV.7 Total nacional de capacidad de generación eléctrica instalada 2006-2016, por tecnología	156
Figura IV.8 Comparativa de la participación porcentual en la capacidad de generación eléctrica 2006-2016, por tecnología	156
Figura IV.9 Total nacional de capacidad de generación eléctrica instalada 2006-2016, por sector	157
Figura IV.10 Comparativa de la participación porcentual en la capacidad de generación eléctrica 2006-2016, por sector	158
Figura IV.11 Total nacional de capacidad de generación eléctrica instalada 2006-2016, por tecnología y sector	158
Figura IV.12 Comparativa de la participación porcentual en la capacidad de generación eléctrica 2006-2016, por tecnología y sector	159
Figura IV.13 Comparativa de la participación porcentual en capacidad de generación eléctrica en 2016 de la inversión de los PIE's, por tecnología	161
Figura IV.14 Comparativa de la participación porcentual en capacidad de generación eléctrica en 2016 de la inversión privada OPF, por tecnología	162
Figura IV.15 Total nacional de capacidad de generación eléctrica instalada 2006-2016, sector privado por tecnología	163
Figura IV.16 Comparativa de la participación porcentual en la capacidad de generación eléctrica instalada 2006-2016, sector privado por tecnología	163
Figura IV.17 Total nacional de capacidad de generación eléctrica instalada 2006-2016, sector privado tecnología renovable	164
Figura IV.18 Comparativa de la participación porcentual por empresa en capacidad instalada de generación eléctrica a partir de centrales eoloeléctricas	166
Figura IV.19 Porcentaje de capacidad instalada de generación eléctrica por tecnología en Chile en 2006	171

Figura IV.20 Porcentaje de capacidad instalada de generación eléctrica por tecnología en Argentina en 2006	172
Figura IV.21 Comparativo de la capacidad total instalada de generación eléctrica, por tecnología en 2006 en Chile, Argentina y México (2016)	173
Figura IV.22 Comparativo de la capacidad total instalada de generación eléctrica, por sector en 2006 en Chile, Argentina y México (2016)	174
Figura IV.23 Comparativo de la capacidad total instalada de generación eléctrica, por tecnología y sector en 2006 en Chile, Argentina y México (2016)	176
Figura IV.24 Comparativo de la capacidad instalada de generación eléctrica, por sector privado y tecnología en 2006 en Chile, Argentina y México (2016)	177
Figura IV.25 Comparativo de la capacidad instalada de generación eléctrica, por sector privado y tecnología renovable en 2006 en Chile, Argentina y México (2016)	178

Tablas

Tabla I.1 Costos de Inversión para Centrales Hidroeléctricas	12
Tabla I.2 Costos de Inversión para Centrales Geotérmicas	19
Tabla I.3 Costos de Inversión para Centrales Eólicas	23
Tabla II.1 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en España	43
Tabla II.2 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica de Endesa en el mundo	51
Tabla II.3 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en energías renovables de Endesa en España	52
Tabla II.4 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en energías renovables de Iberdrola en el mundo	53
Tabla II.5 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica de Iberdrola en España	54
Tabla II.6 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica de Unión Fenosa en el mundo	55
Tabla II.7 Capacidad instalada de energía eléctrica de Hidrocantábrico por tecnología en España	57
Tabla II.8 Capacidad instalada de energía eléctrica en Estados Unidos	58
Tabla II.9 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el sector eólico por Estado en Estados Unidos	59
Tabla II.10 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica por Sector en Estados Unidos	65
Tabla II.11 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica de Duke Energy & PSI Energy en Estados Unidos	66
Tabla II.12 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica de Arizona Power Services en Estados Unidos	67
Tabla II.13 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en energías renovables de Dominion en Estados Unidos	68
Tabla II.14 Capacidad Instalada de generación de energía eléctrica en Canadá	70
Tabla II.15 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el sector eólico por Región en Canadá	71
Tabla II.16 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica por tecnología de Transalta en el mundo	76
Tabla II.17 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica por tecnología de Transalta en Canadá	77
Tabla II.18 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica por tecnología de ATCO Power en el mundo	78

Tabla II.19 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica por tecnología de ATCO Power en Canadá	79
Tabla II.20 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica por tecnología de SNC-Lavalin en el mundo	79
Tabla II.21 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica por tecnología de SNC-Lavalin en Canadá	80
Tabla III.1 Pago de Derechos en materia de energía eléctrica	92
Tabla III.2 Capacidad Instalada de generación de energía eléctrica por modalidades	97
Tabla III.3 Capacidad Instalada de generación de energía eléctrica bajo la modalidad de Productor Independiente	101
Tabla III.4 Capacidad Instalada de generación de energía eléctrica bajo la modalidad de Cogeneración	106
Tabla III.5 Inversión por tecnología No Renovable [MMUSD/MW]	118
Tabla IV.1 Instituciones Públicas	128
Tabla IV.2 Organizaciones no gubernamentales relacionadas	129
Tabla IV.3 Proyectos eólicos en la región del Istmo de Tehuantepec	133
Tabla IV.4 Empresas que integran la AMDEE	134
Tabla IV.5 Gases de Efecto Invernadero	138
Tabla IV.6 Países Anexo I	140
Tabla IV.7 Países Anexo II	141
Tabla IV.8 Requisitos de Elegibilidad para los tipos de proyectos MDL	144
Tabla IV.9 Actores del ciclo del proyecto MDL y sus funciones	145
Tabla IV.10 Proyectos Hidroeléctricos	150
Tabla IV.11 Proyectos de Energía Eólica	151
Tabla IV.12 Capacidad Adicional por tecnología 2007-2016	153
Tabla IV.13 Evolución de la capacidad de generación eléctrica instalada 2006-2016	154
Tabla IV.14 Requerimientos de Inversión 2007-2016 (millones de pesos de 2007)	159
Tabla IV.15 Requerimientos de inversión en Generación desglosada 2007-2016 (millones de pesos de 2007)	160
Tabla IV.16 Capacidad instalada adicional de autoabastecimiento, cogeneración y productor independiente de energía, 2006-2016	165
Tabla IV.17 Marco Regulatorio del Sector Eléctrico en Chile	168
Tabla IV.18 Marco Regulatorio del Sector Eléctrico en Argentina	169
Tabla IV.19 Capacidad total de generación eléctrica instalada por país	175

Siglas y Acrónimos

AMDEE	Asociación Mexicana de Energía Eólica
AMEE	Asociación Mexicana de Economía Energética
AND	Autoridad Nacional Designada
ANES	Asociación Nacional de Energía Solar
AUT	Autoabastecimiento
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista
CANAME	Cámara Nacional de Manufacturas Eléctricas
CanWEA	<i>Canadian Wind Energy Association</i>
CDEC	Centro de Despacho Económico de Carga
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CIE	Centro de Investigación en Energía
CMNUCC	Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CNE	Comisión Nacional de Energía
CO₂	Dióxido de Carbono
COG	Cogeneración
CONAE	Comisión Nacional para el Ahorro de Energía
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DDP	Documento de Diseño del Proyecto
EERE	<i>Energy Efficiency and Renewable Energy</i>
EGS	<i>Enhanced Geothermal Systems</i>
ECyR	Endesa Cogeneración y Renovables
EIA	<i>Energy Information Administration</i>
EMA	<i>Energy Market Assessment</i>
ENDESA	Empresa Nacional de Electricidad, S.A.
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Energía
EOD	Entidad Operacional Designada
EPAct	<i>Energy Policy Act</i>

ERPA	<i>Emissions Reduction Purchase Agreement</i>
FENOSA	Fuerzas Eléctricas del Noroeste
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i>
FIRCO	Fideicomiso de Riesgo Compartido
GEI	Gases de Efecto Invernadero
HC	HidroCantábrico
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IGCC	<i>Integrated Gasification Combined Cycle</i>
IIE	Instituto de Investigaciones Eléctricas
INE	Instituto Nacional de Ecología
JE	Junta Ejecutiva
LCRE	Ley de la Comisión Reguladora de Energía
LFC	Luz y Fuerza del Centro
LFD	Ley Federal de Derechos
LGEEPA	Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
LWST	<i>Low Wind Speed Technology</i>
MDL	Mecanismos de Desarrollo Limpio
MVA	Megavolt ampere
MW	Megawatt
MWh	Megawatt–hora
NEB	<i>National Energy Board</i>
NRCan	<i>Natural Resources Canada</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
NTA	Nueva Temporada Abierta
OED	Organismo Encargado del Despacho
OPF	Obra Pública Financiada
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PI	Proyecto Inmediato
PIE	Productor Independiente de Energía
PK	Protocolo de Kyoto

PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
PP	Pequeña Producción
PUE	Programa Universitario de Energía
PURPA	<i>Public Utility Regulatory Policies Act</i>
RCE	Reducciones Certificadas de Emisiones
REE	Red Eléctrica de España
RLSPEE	Reglamento de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica
SADI	Sistema Argentino de Interconexión
SAI	<i>Solar America Initiative</i>
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SEMARNAT	Secretaria de Medio Ambiente y Recursos Naturales
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaria de Energía
SHCP	Secretaria de Hacienda y Crédito Público
SIC	Sistema Interconectado Central
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande
TA	Temporada Abierta
UE	Unión Europea
UNAM	Universidad Nacional Autónoma de México
UNESA	Asociación Española de la Industria Eléctrica
WPPI	<i>Wind Power Production Incentive</i>

Introducción

General

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

Introducción General

La generación de energía eléctrica siempre ha sido un tema abordado por diversos campos de estudio, desde el aspecto técnico que va ligado estrechamente con lo económico, hasta el ámbito político, legal y ambientalista. Uno de los aspectos más importantes que se tiene que tomar en cuenta para el estudio de la generación de energía eléctrica es la imposibilidad de almacenamiento de la electricidad pues en el momento que se genere la energía eléctrica debe ser consumida.

Los problemas financieros a los que nos hemos enfrentado a lo largo de los últimos sexenios, han limitado la inversión por parte del erario público en empresas de origen estatal como Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro (LFC). Esta última es una empresa cuya función principal es la transmisión y distribución de energía eléctrica en el centro del país, en cuanto a generación de electricidad posee muy poca capacidad instalada (menor a 1 000 MW). CFE es la empresa pública más representativa en el parque generador; sin embargo, la restricción económica a la que se enfrenta hace que busque alternativas de financiamiento para instalar nuevas centrales de generación de electricidad para satisfacer la demanda, que crece día con día.

En México la inversión privada comenzó en los años 60; sin embargo, presentó una participación minoritaria, alcanzando un total de 500 MW instalados en 1992. La reforma de principios de los años noventa a la ley que rige el sector eléctrico fomentó la participación privada en la generación de energía eléctrica. Así, surgieron diversas modalidades de generación de energía eléctrica como autoabastecimiento, cogeneración y productor independiente, que son las que tienen una mayor aportación al Sistema Eléctrico Nacional.

Las tecnologías térmicas dominan actualmente el parque generador de electricidad de nuestro país. Dentro de las tecnologías que se utilizan en las empresas privadas para la generación de electricidad destacan las centrales de ciclo combinado a base de gas natural, que han sido desarrolladas por los productores independientes de energía. La tendencia que existe a seguir utilizando combustibles fósiles para generar electricidad, limita la diversificación del parque generador, de manera que las energías renovables presentan una menor participación.

¿Cuáles han sido las principales barreras que ha enfrentado la iniciativa privada para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica a partir de energías renovables en México?

¿Cuáles son las perspectivas de la participación de empresas privadas en la generación de energía eléctrica con energías renovables en México al 2016?

Estas preguntas conforman la problemática del presente trabajo de Tesis. La metodología que se siguió para tratar lo anterior fue la siguiente:

- ★ El estudio de tecnologías renovables utilizadas para generación de electricidad, poniendo énfasis en sus costos de generación e impactos ambientales (Capítulo 1).
- ★ La descripción general de las acciones realizadas en otros países para promover el uso de tecnologías renovables en la generación de energía eléctrica, exponiendo los costos/beneficios y las experiencias de los inversionistas privados (Capítulo 2).
- ★ El conocimiento de los requisitos legales que se deben cumplir para generar energía eléctrica en México y, el estudio exhaustivo de la participación privada en la generación de electricidad, específicamente en la inversión requerida por tecnología (Capítulo 3).
- ★ El análisis de las barreras e incentivos a los que se enfrentan los proyectos eléctricos privados a partir de energías renovables en México, y el estudio general del Mercado Internacional de Bonos de Carbono como medio de financiamiento adicional para la implementación de proyectos que reduzcan los GEI. Y por último, la realización de un análisis comparativo del desarrollo futuro, al 2016, del uso de energías renovables para la generación de electricidad en México, con la situación actual de Chile y Argentina (Capítulo 4).

Capítulo 1

**Tecnologías de Generación de Energía Eléctrica
que emplean Energías Renovables**

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

1. Tecnologías de Generación de Energía Eléctrica que emplean Energías Renovables

Introducción.

Las centrales generadoras se clasifican, por la característica de las fuentes que utilizan, en dos: las que son a partir de fuentes no renovables y las que utilizan fuentes renovables. Las fuentes no renovables son las que pueden acabarse, como el petróleo, el carbón y el gas natural, y que tardan periodos de tiempo muy largo para formarse de nuevo. Las fuentes renovables son nombradas de esta forma por que se reponen en pocos de días, como el agua, el sol, el aire, y la geotermia que también puede acumularse en algunos años.

La generación de energía eléctrica con fuentes renovables representa una parte poco significativa de la capacidad instalada. Las energías renovables siempre han sido una alternativa que se ha propuesto para generar energía eléctrica, presentan muchas ventajas y entre ellas la de evitar la contaminación del medio ambiente, con respecto de los combustibles fósiles, pues estas no producen la misma cantidad de gases de efecto invernadero. Sin embargo, la utilización de estas ha sido limitada, debido a que la inversión que se requiere resulta en la mayor parte de los casos, mayor a las requeridas para las que emplean energías no renovables.

En este capítulo se exponen las principales tecnologías que actualmente se utilizan para la generación de energía eléctrica a partir de energías renovables, se describen desde la más utilizada, también llamada convencional, que es la energía hidráulica, pasando por la energía geotérmica, eólica y solar que están desarrollándose poco a poco, para terminar con la biomasa. Se explicarán de manera concisa las características técnicas y sus aspectos económicos, que resultan siempre ser los parámetros que más peso tiene para desarrollar un proyecto y por supuesto no dejaremos atrás los impactos ambientales o sociales que ocasionan.

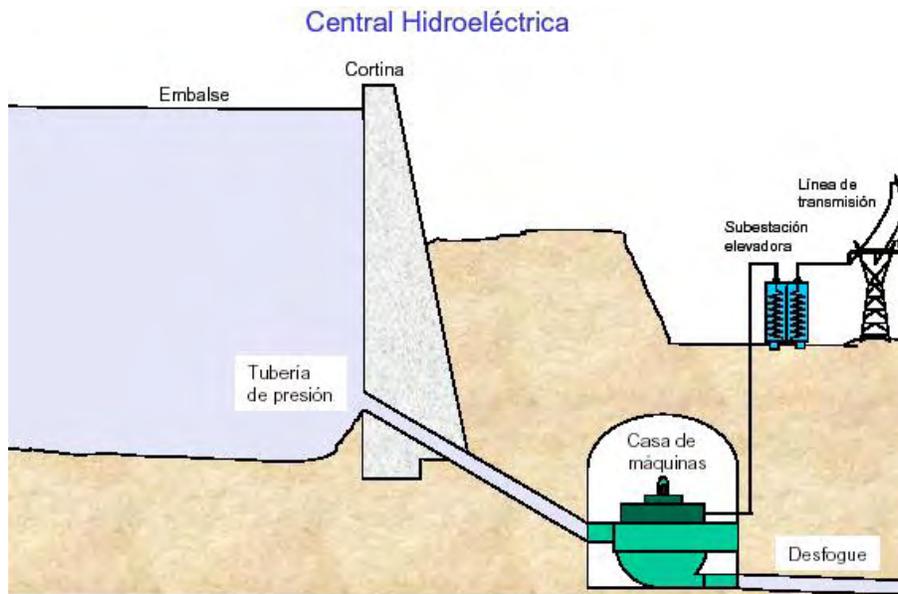
1.1 Centrales Hidroeléctricas

Su principal función es convertir en energía eléctrica parte de la energía potencial de cualquier volumen de agua a una cierta altura.

1.1.1 Características técnicas

1.1.1.1 Principio de Operación

En el embalse se tiene un depósito de agua, que se hace transportar por la tubería de presión con la menor fricción hidráulica posible, para evitar pérdidas, posteriormente se activan las turbinas, que se encuentran en la casa de máquinas, y se convierten la energía mecánica en energía eléctrica (Figura I.1).



Fuente: CFE, 2006.

Figura I.1 Central Hidroeléctrica

1.1.1.2 Clasificación

a. Central hidroeléctrica de agua corriente

Este tipo de centrales hidroeléctricas se construyen en sitios donde el flujo de agua puede utilizarse de manera directa para accionar las turbinas. Su eficiencia está en función del caudal del río, por lo que se puede proyectar de diferentes formas: una para el caudal mínimo, donde se estarían desperdiciando los excedentes; y para el caudal máximo, en épocas de escasez de agua se trabajaría con poca carga, de estas dos formas la central presentaría un bajo rendimiento, por lo que el criterio para proyectar una central de este tipo es tomar el punto medio del caudal, para tratar de tener un flujo casi constante.

b. Central hidroeléctrica con vaso de almacenamiento

En este tipo de centrales se crea un lago artificial, por medio de una presa, este volumen de agua se utiliza cuando es necesario, pues tiene la característica de regular el caudal, y de esta manera hacer pasar sólo el agua necesaria por las turbinas, con lo que se puede generar electricidad según la demanda que se tenga, por lo general presentan una altura grande y por tanto un gasto pequeño.

c. Centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo

Las centrales de acumulación por bombeo se utilizan para satisfacer la demanda variable. Este tipo de centrales se encuentran entre dos vasos, uno inferior y otro superior, sus turbinas son capaces de girar en ambas direcciones.

Durante las horas de demanda máxima, la central genera energía eléctrica, esto ocurre cuando del vaso superior al vaso inferior se hacen girar las turbinas acopladas a los generadores, quedando el agua almacenada en el vaso inferior, así en horas de demanda mínima, el agua es bombeada del vaso inferior al vaso superior, para que en el momento que se necesite se pueda generar una vez más energía eléctrica.

d. Centrales mareomotrices

Forman parte de las centrales de aprovechamiento de baja caída, pues la magnitud de su caída depende de la amplitud de la marea, la amplitud de las mareas varía según la posición relativa entre la tierra, el sol y la luna. En este tipo de centrales también se construye una presa en un estuario cerrando la bahía, creando un vaso aislado para crear un desnivel, se deben tener elementos móviles para establecer una comunicación entre el vaso y el mar.

1.1.1.3 Principales componentes

Presa: Es una cortina, puede ser constituida con diversos materiales, que sirve para almacenar el agua y crear un desnivel que permite la derivación de esta, regulando el caudal del río en el que se construye.

Tubería de presión: Debido a que sólo en saltos de pequeña altura es posible hacer pasar el agua del canal directamente a las turbinas, en la mayoría de las centrales hidroeléctricas se tienen que implementar la tubería de presión con el fin de regular el agua que llega a las turbinas.

Casa de máquinas: Es donde se localizan las turbinas.

Turbinas: Es uno de los elementos principales de las centrales hidroeléctricas, pues de esta depende la mayor parte de su rendimiento. Se utilizan cuatro tipos de turbinas hidráulicas:

Turbina Pelton: Es utilizada para grandes alturas de presión, aprovecha solamente la energía cinética del fluido.

Turbina Francis: El margen de alturas que cubre varía entre 25 y 250 m y de velocidades de 450 y 50 r.p.m., y recibe gastos mayores que la turbina Pelton. En esta turbina el agua llega al rodete donde se encuentra una serie de paletas móviles para controlar el gasto.

Turbina Hélice: Tiene álabes fijos y la regulación se efectúa por medio de un distribuidor parecido al de las turbinas Francis.

Turbina Kaplan: A la turbina hélice se le modificó el ángulo de admisión y de salida de paletas, así como el número de álabes pues esta tiene menos y pueden girar sobre si mismos, se utiliza para aprovechar gastos elevados a pequeñas alturas.

Canal de desfogue: Pueden tener diversos usos, los más importantes son los siguientes: darle salida al agua sobrante en el embalse, para vaciar el deposito de agua cuando sea necesario dar mantenimiento, por ejemplo si se quiere saber el grado de sedimentación o cuando se quiere determinar el origen de filtración en el embalse.

1.1.2 Aspectos Económicos

1.1.2.1 Costos de generación eléctrica

En las centrales hidroeléctricas el costo de inversión, será mayor con respecto de cualquier otra tecnología, pues en la obra civil es muy costosa. En la Tabla I.1 se pueden ver los costos de inversión de algunas de las centrales hidroeléctricas en México. Estos datos nos muestran que el costo de inversión no se puede definir de manera general, pues cada central hidroeléctrica tiene características muy particulares.

Los costos de operación y mantenimiento, dependerán de las características de la planta. Dentro de los parámetros para calcular estos costos, se consideran los años de funcionamiento de la planta, así como la depreciación de la misma y la eficiencia de los generadores. El costo que se reporta por combustible es el pago de derechos que se hace por el aprovechamiento del agua.¹

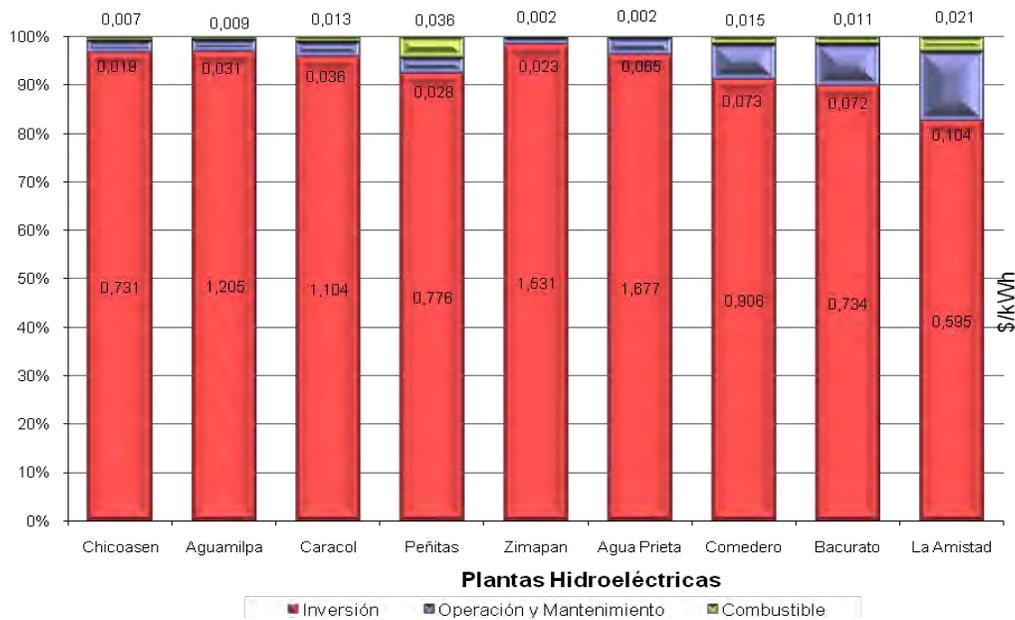
¹ LAN, 2008.

Tabla I.1 Costos de Inversión para Centrales Hidroeléctricas

<i>Central</i>	<i>Potencia Bruta [MW]</i>	<i>Costos de Inversión [MMUSD]</i>	<i>Costo Unitario [\$US/MW]</i>
Chicoasén	1500	7 971.480	5 314 320
Aguamilpa	960	5 090.400	5 302 500
Caracol	600	3 113.274	5 188 790
Peñitas	420	2 849.767	6 785 160
Zimapan	290	4 325.016	14 913 850
Agua Prieta	240	1 493.611	6 223 380
Comedero	100	515.589	5 155 890
Bacurato	90	393.382	4 370 910
La Amistad	66	202.195	3 063 560

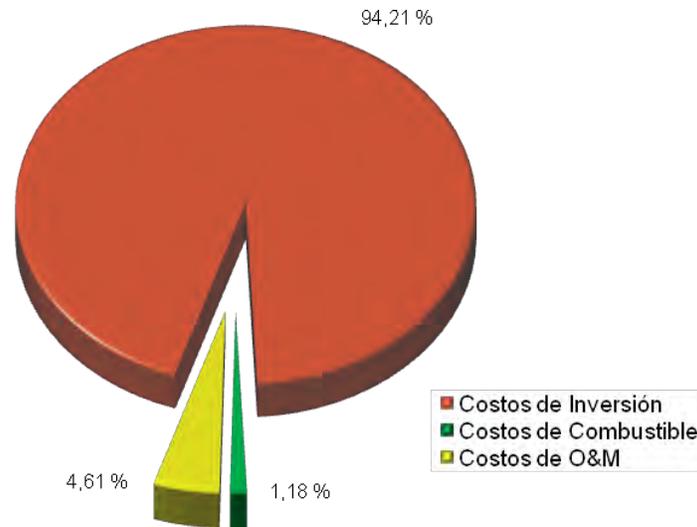
Fuente: El autor a partir de cifras de la CFE, 2006.

En las Figuras I.2 y I.3 se presentan de manera general los costos de generación de las centrales hidroeléctricas en México, diferenciándose en inversión, operación y mantenimiento, así como combustible. La participación de los costos de inversión supera el 90% de los costos totales.



Fuente: El autor a partir de cifras de la CFE, 2006.

Figura I.2 Costo del kWh en Centrales Hidroeléctricas



Fuente: El autor a partir de cifras de la CFE, 2006.

Figura I.3 Distribución de los Costos de Generación en Centrales Hidroeléctricas, valores promedio.

1.1.2.2 Iniciativas para reducir los costos de generación

Se ha estado proponiendo la automatización de este tipo de plantas para reducir los costos de operación y mantenimiento. Otro ejemplo es la buena elección de tubería de presión, para tener una mejor eficiencia de conducción y reducir pérdidas.

1.1.3 Impactos ambientales y sociales

1.1.3.1 En el agua

Si en la primera etapa de la construcción de una central hidroeléctrica, no es limpiado el embalse de la vegetación, la descomposición de estos desechos puede producir sulfuro de hidrógeno y metano.

1.1.3.2 En el suelo

El impacto es irreversible, pues se modifica el caudal del río, para construir la presa. Se tienen efectos sísmicos en la zona.

1.1.3.3 En la flora y fauna

Se desplaza a la fauna existente, y se altera el ecosistema donde se construye la presa.

1.1.3.4 En la comunidad

Se afecta a las personas que habitan donde se instalará la construcción, de manera que son desplazados, se disminuye la actividad pesquera de la comunidad y la agricultura se ve afectada, por la interrupción del rumbo natural de los ríos.

1.2 Centrales Geotérmicas

Son aquellas que utilizan el vapor del subsuelo, que se forma en el interior de la tierra mediante reacciones nucleares. Se aprovecha la energía que emana de erupciones volcánicas, geisers, lagunas calientes, volcanes de lodo o manantiales de aguas termales, para impulsar las turbinas de vapor. (Figura I.4).

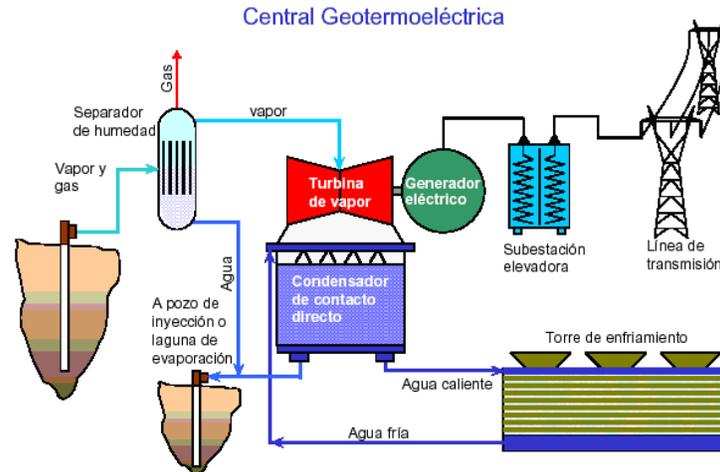
1.2.1 Características técnicas

1.2.1.1 Principios de operación

Cuando ya se ha localizado el depósito térmico, se perfora uno o varios pozos para poder extraer el fluido², una vez en la superficie se separa el fluido extraído en vapor y salmuera³, el vapor a alta presión se conduce hacia una turbina para producir la energía eléctrica y el vapor y la salmuera se reinyectan al subsuelo.

² El fluido puede ser de dos formas: vapor o la mezcla de vapor y agua.

³ Salmuera: mezcla de agua con minerales.



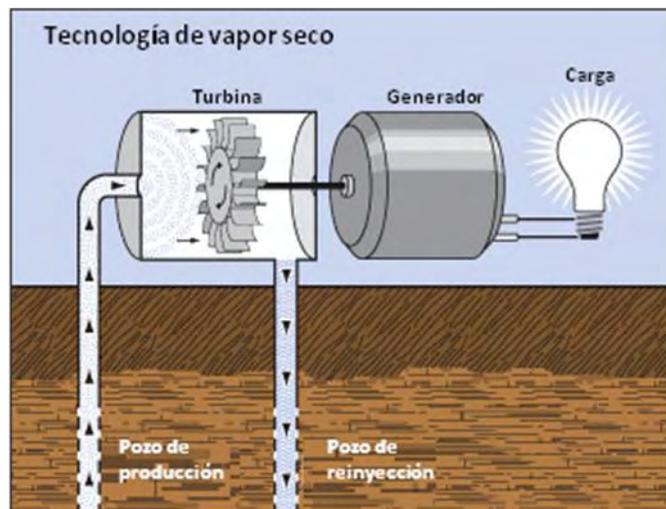
Fuente: CFE, 2006.

Figura I.4 Central Geotérmica

1.2.1.2 Clasificación

a. Centrales de vapor seco

Este tipo de centrales utilizan el vapor de los pozos de manera directa, este vapor es dirigido directamente a la turbina para poder generar la energía eléctrica (Figura I.5).

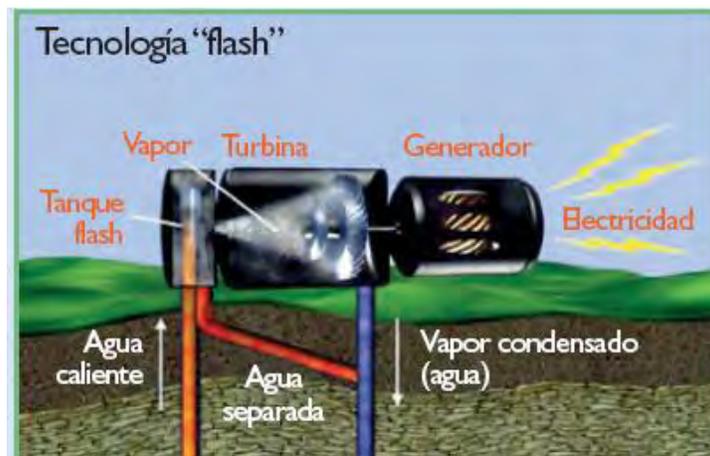


Fuente: <http://www1.eere.energy.gov/geothermal/>

Figura I.5 Central de vapor seco

b. Centrales de vapor a flash

Son las más comunes, utilizan agua con temperaturas entre 130 °C y 300 °C, el agua a esta temperatura es bombeada a alta presión hacia la superficie, al llegar, la presión baja permitiendo que parte de esta agua caliente se vuelva vapor y mueva los generadores, el agua caliente y vapor no utilizados son inyectados al depósito original (Figura I.6).



Fuente: <http://www1.eere.energy.gov/geothermal/>

Figura I.6 Central de vapor flash

c. Centrales de ciclo binario

Este tipo de centrales utilizan agua con temperaturas de entre 80 °C y 130 °C. El agua es conducida a la superficie y se hace pasar por un intercambiador de calor en donde se encuentra otro fluido, de origen orgánico, con un punto de ebullición mucho más bajo que el agua, cuando intercambian calor, el fluido orgánico se evapora y con la fuerza del vapor que se genera se impulsa la turbina. El agua que se utiliza se condensa y se reinyecta al yacimiento para mantener la presión de este y con esto no dejar que los rendimientos se debiliten con el paso del tiempo (Figura I.7).



Fuente: <http://www1.eere.energy.gov/geothermal/>

Figura I.7 Central de ciclo binario

1.2.1.3 Principales componentes

Separador de humedad: Este es utilizado para que al salir la mezcla de vapor y agua, se separe en vapor y salmuera, el vapor será dirigido a la turbina de vapor y la salmuera será regresada al pozo de donde se extrajo la mezcla.

Turbina de vapor: Es la que se utiliza para extraer la energía del vapor del agua, pues utiliza la energía cinética del vapor, se clasifican en dos tipos de acción y reacción:

Turbinas de Acción

De una etapa o Turbina Laval: Es parecida a la turbina Pelton, tiene una o más toberas y una rueda de paletas, las toberas permiten que se expanda el vapor.

Multietapa: Se utiliza para obtener mayores potencias sin aumentar de manera exagerada el flujo de vapor, por lo que se debe aumentar la presión del vapor. Entre estas se encuentran la Turbina Curtis que consta de una rueda de toberas fijas y una rueda de alabes móvil, y la Turbina Rateau en la que la velocidad absoluta de las ruedas aumenta de una etapa a otra.

Turbinas de reacción: En la Turbina Parsons, la presión en las ruedas móviles no es constante, así como la velocidad, tiene toberas del tipo de ruedas de álabes fijos.

Generador eléctrico: Es donde se lleva a cabo la transformación de energía cinética del vapor a energía eléctrica.

Condensador: Tiene la función de lograr una baja presión, inferior a la de la turbina, que permita en esta una máxima expansión del vapor y una elevada recuperación del fluido evaporable, para usarlo en un nuevo ciclo. Para obtener el trabajo máximo la temperatura del condensador deberá ser menor a la temperatura ambiente en la que se está trabajando. En este sistema al fluido se le aumenta la presión y se expande.

Torre de enfriamiento: Se hace llegar el agua caliente del condensador para enfriarla y mandarla de regreso al condensador, para que cumpla bien con su función. El inconveniente de este equipo es que al hacer su función, se pierde mucha agua.

1.2.2 Aspectos económicos

1.2.2.1 Costos de generación eléctrica

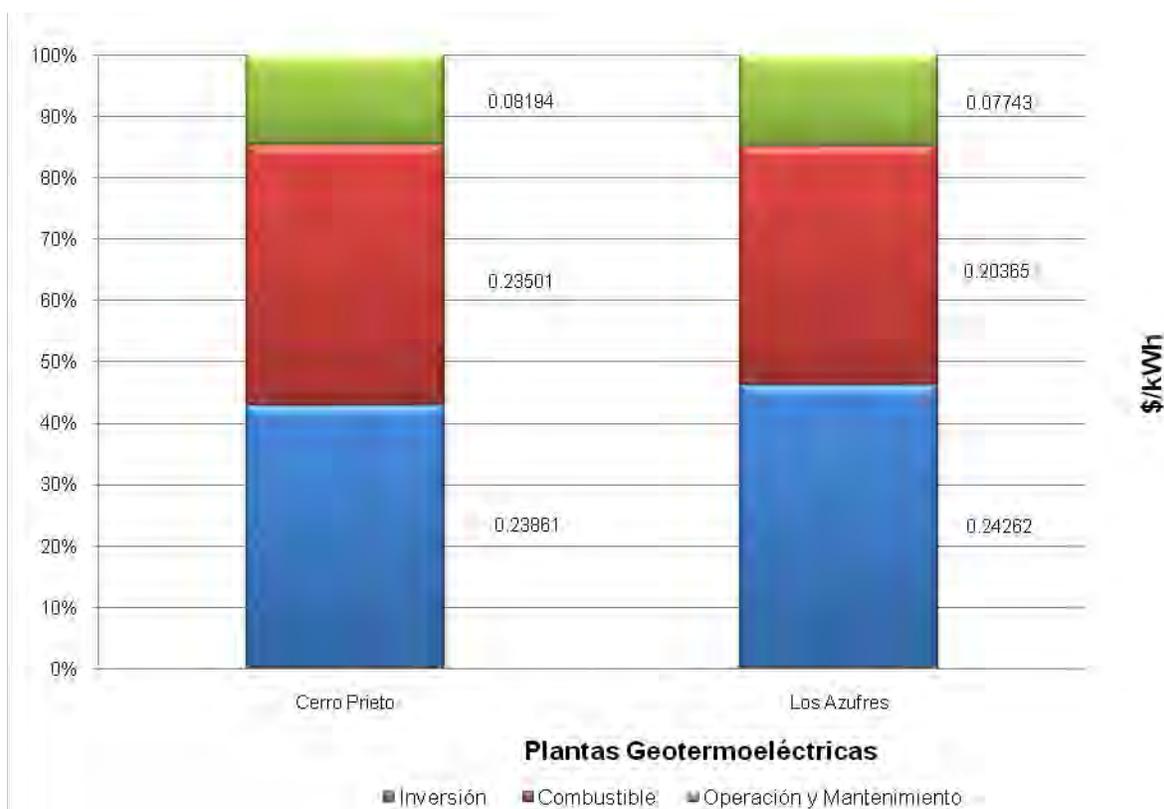
El costo de inversión de estas centrales es menor al de una central hidroeléctrica con respecto al de una central hidroeléctrica con una capacidad de 100 MW, tiene un costo de inversión aproximadamente de 515 millones de dólares, y en cambio, dos geotérmicas típicas de México cuya capacidad promedio es de 107 MW tienen un costo promedio aproximado de 369 millones de dólares (Tabla I.2).

Tabla I.2 Costos de Inversión para Centrales Geotérmicas

Central	Potencia Bruta [MW]	Costos de Inversión [MMUSD]	Unitario [\$US/MW]
Cerro Prieto	107.8	366.799202	3 402 590
Los Azufres	106.4	373.071384	3 506 310

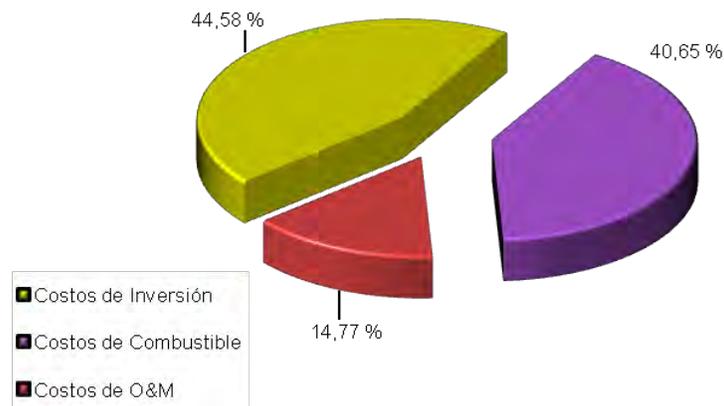
Fuente: El autor a partir de cifras de la CFE, 2006.

En las Figuras I.8 y I.9, se presentan los costos de operación y mantenimiento, inversión y combustible, de dos centrales geotérmicas de México. Se puede observar que los costos de inversión y combustible son aproximadamente iguales, y que los de operación y mantenimiento son menores. A pesar de que esta tecnología es considerada como una fuente renovable, el costo del combustible con el que trabaja es debido al costo de desarrollo, extracción y conducción del vapor geotérmico.



Fuente: El autor a partir de cifras de la CFE, 2006.

Figura I.8 Costo del kWh en Centrales Geotérmicas



Fuente: El autor a partir de cifras de la CFE, 2006.

Figura I.9 Distribución de los Costos de Generación en Centrales Geotérmicas

1.2.2.2 Iniciativas para reducir los costos de generación

Los sistemas de aprovechamiento deben ser mejorados, mediante actividades de investigación y desarrollo tecnológico con el fin de reducir los costos de inversión y operación. Mejorar las técnicas de exploración, perforación y operación de los pozos, así como la metodología para realizar la ingeniería de yacimientos, y la búsqueda de ciclos termodinámicos para aumentar la eficiencia de generación eléctrica.

1.2.3 Impactos ambientales y sociales

1.2.3.1 En el agua

Se tiene contaminación del agua por químicos incluyendo metales pesados.

1.2.3.2 En el suelo

Pueden provocar movimientos en la tierra debidos a la alta temperatura en la que se emanan los vapores extraídos.

1.2.3.3 En la flora y fauna

En este aspecto, no se afecta mucho a la flora y a la fauna, pues los yacimientos en ocasiones, ya están en un lugar determinado.

1.2.3.4 En la comunidad

No se presenta mucho impacto en la comunidad debido a que las plantas geotérmicas están alejadas de las comunidades pobladas.

1.3 Centrales Eólicas

Estas centrales aprovechan el movimiento de las masas de aire, debidas a que el planeta presenta un calentamiento, por radiación solar, no uniforme en la atmósfera misma que provoca una distribución desigual de presión, que ocasiona el viento (Figura I.10).

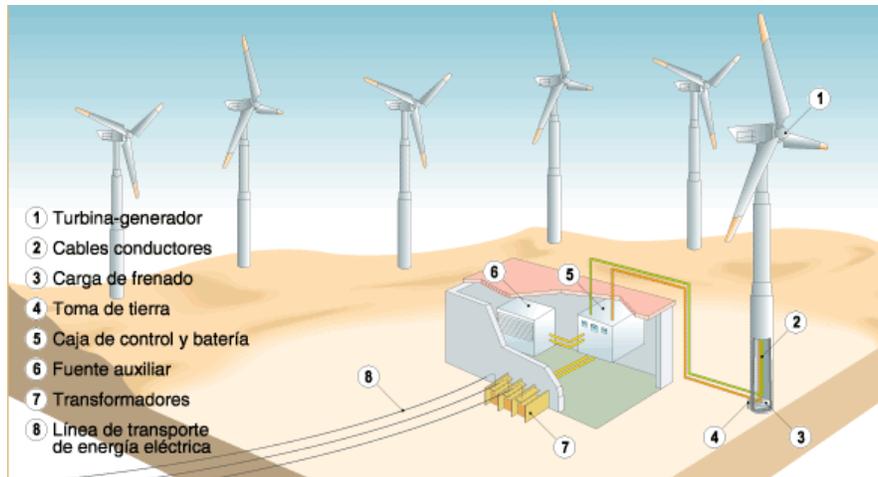
1.3.1 Características técnicas

1.3.1.1 Principios de operación

El viento hace girar los aerogeneradores, aprovechando la velocidad de los vientos, que se encuentran entre 5 y 20 metros por segundo, por debajo de este rango de velocidades el aerogenerador no funciona y si la velocidad excede el límite superior debe pararse para evitar daños a los equipos.

1.3.1.2 Principales componentes

Aerogeneradores: Son los elementos que al mover sus aspas, generan energía eléctrica. Por lo general son de media y alta potencia.



Fuente: www.unesa.es

Figura I.10 Central Eólica

De eje vertical: Tienen algunas ventajas, pues no se necesita que tengan orientación, pues se puede aprovechar el viento en cualquier dirección. Se ha probado que a igual potencia instalada entre un aerogenerador vertical y uno horizontal, el vertical genera aproximadamente la mitad de energía eléctrica.

De eje horizontal: Se definen como aeroturbinas rápidas, es una máquina rotacional que es impulsada por la energía cinética del viento, generalmente tienen tres palas, el movimiento es multiplicado a través de un multiplicador de velocidad hasta un generador que produce la energía eléctrica.

Componentes de un aerogenerador:

Aspas: Captan la energía cinética del viento, se fabrican de fibra de vidrio, están unidas a un elemento soporte de acero llamado buje o cubo.

Buje: Está montado sobre el eje de baja velocidad, el cual transmite el par motriz del rotor al multiplicador de velocidad.

Veleta: Detecta la dirección del viento, información que es utilizada para redireccionar el rotor del aerogenerador.

Multiplicador: Es de ejes paralelos, que contiene engranes, se conecta al generador mediante un acoplamiento normalmente elástico.

1.3.2 Aspectos económicos

1.3.2.1 Costos de generación eléctrica

En este tipo de centrales, el parámetro principal que determina los costos de inversión es la elección de las turbinas, pues se deben elegir dependiendo de la velocidad promedio del aire.

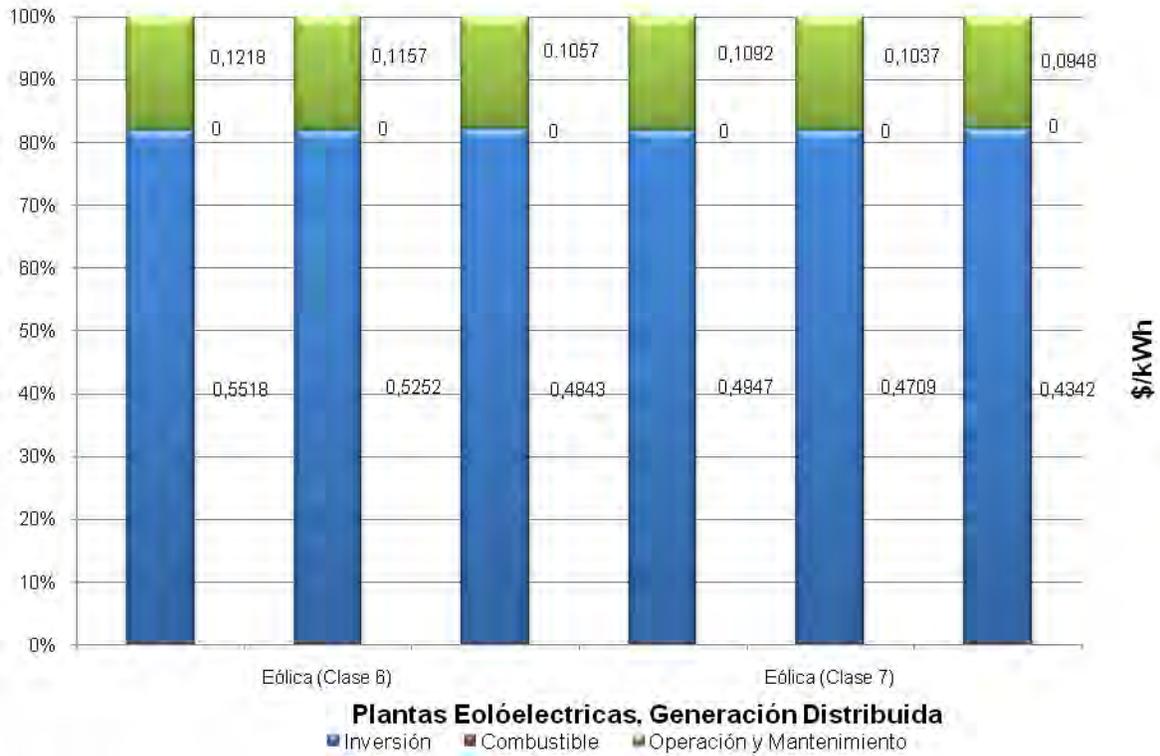
En la Tabla I.3 se puede ver que la inversión es relativamente semejante a la de las centrales geotérmicas, sólo que presentan una ventaja, no se paga ningún derecho por el aprovechamiento del viento para generar energía eléctrica.

En las Figuras I.11 y I.12 se observa que el combustible en los costos de generación es casi cero y que el costo de inversión es mayor que el costo de operación y mantenimiento.

Tabla I.3 Costos de Inversión para Centrales Eólicas

Central	Potencia Bruta [MW]	Costos de Inversión [Millones de pesos]	Unitario [\$/MW]
Eólica (clase 6 y 7)	7.5	335.248	44 699 720
	15	636.271	42 418 090
	51	1 976.258	38 750 160

Fuente: El autor a partir de cifras de la CFE, 2006.



Fuente: El autor a partir de cifras de la CFE, 2006.

Figura I.11 Costo del kWh en Centrales Eólicas



Fuente: El autor a partir de cifras de la CFE, 2006.

Figura I.12 Distribución de los Costos de Generación en Centrales Eólicas

1.3.2.2 Iniciativas para reducir los costos de generación

En los últimos 20 años, el costo medio del kWh ha bajado su precio aproximadamente en 80%⁴ esto debido a que los aerogeneradores han ido evolucionando de manera que el aprovechamiento del aire cada vez es mayor, de hecho se empieza a considerar que es una forma de generar electricidad, barata y rentable, con respecto a las tecnologías convencionales. Para reducir costos de generación se deben hacer más eficientes las turbinas generadoras que se tienen en los aerogeneradores. El costo del kWh disminuye cuando la velocidad media del viento aumenta y cuando se presenta la menor variación en la velocidad nominal del viento.

Se están desarrollando tecnologías para turbinas de baja velocidad del aire⁵ y así beneficiar el desarrollo de la industria, las metas principales son minimizar los costos de esta tecnología para regímenes de velocidades pequeñas del viento, y así poder instalar plantas de generación cercanas a la red, a la carga y con flexibilidad.⁶

1.3.3 Impactos ambientales y sociales

1.3.3.1 En el agua

No tiene efectos negativos en el agua.

1.3.3.2 En el suelo

Principalmente afecta el paisaje del lugar en el que es instalado el parque eólico.

1.3.3.3 En la flora y fauna

Se corre el riesgo de que las aves, en su ruta migratoria, se impacten con las aspas de los aerogeneradores; sin embargo, la experiencia de los primeros proyectos muestra que las aves vuelan a mayor altura. El número de decesos de aves debidos a este tipo de proyectos es mínimo.

⁴ NEB, 2006 (1).

⁵ *Low Wind Speed Technology*, LWST. EERE, 2006 (3).

⁶ EERE, 2006 (3).

1.3.3.4 En la comunidad

La emisión de ruido, es uno de los aspectos negativos de este tipo de centrales, sobre todo cuando se instalan cerca de alguna comunidad, se presenta interferencia en servicios de telecomunicaciones; sin embargo, puede generar fuentes de empleo en la implementación de la central eolieléctrica, para la instalación de aerogeneradores, etc.

1.4 Centrales Solares

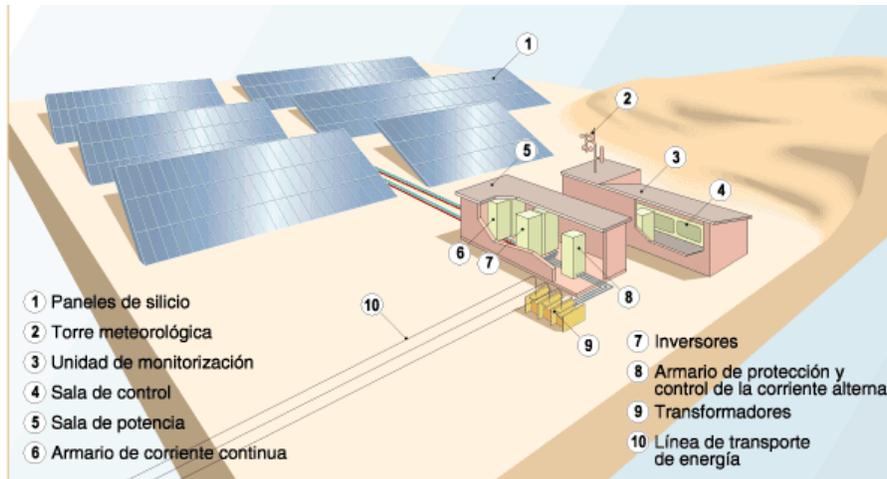
Las centrales solares son las que aprovechan la radiación solar, para producir energía eléctrica, se clasifican en fotovoltaicas y fototérmicas.

1.4.1 Características técnicas

1.4.1.1 Principios de operación

a. Fotovoltaicas

El dispositivo donde se lleva a cabo el efecto fotovoltaico se llama celda solar o celda fotovoltaica (Figura I.13). Están contruidos con material semiconductor que generalmente es silicio. Se pueden unir varias celdas en serie o en paralelo para lograr satisfacer los requerimientos de la carga, a esta unión de celdas unitarias se les llama módulos fotovoltaicos.



Fuente: www.unesa.es

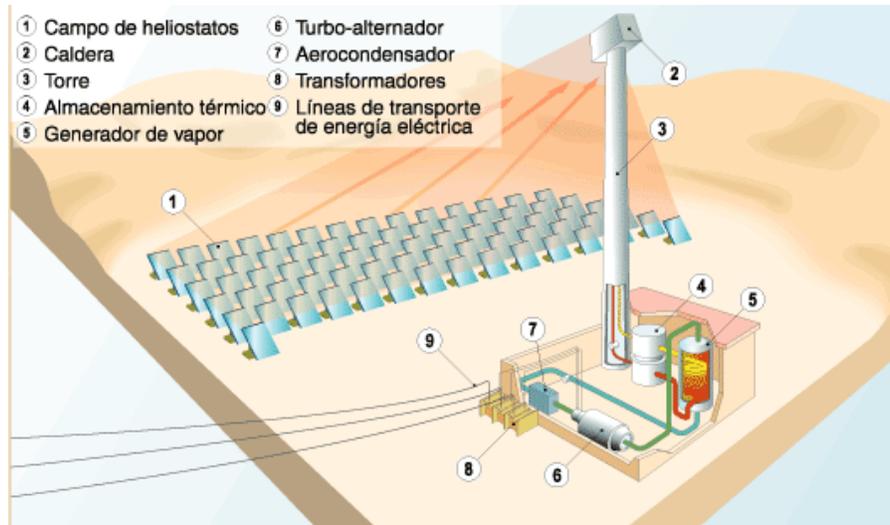
Figura I.13 Central Solar Fotovoltaica

En estas centrales se lleva a cabo la transformación directa de energía solar a energía eléctrica, por medio del efecto fotovoltaico, en el cual se manejan principalmente pequeñas capacidades de potencia, como alimentación para cercas eléctricas, sistemas de iluminación; su costo es alto y tiene un rendimiento bajo.

b. Solares térmicas o fototérmicas

Estos convierten la energía solar en calor, para que este tipo de plantas sean eficientes se debe tener una temperatura muy alta, la temperatura que se tiene a la salida de los colectores es aproximadamente 200 °C y para aumentar la temperatura se deben utilizar concentradores por reflexión (Figura I.14). Existen varios tipos que se describen a continuación:

De torre: Se coloca una gran cantidad de espejos con sistemas de seguimiento de dos ejes (helióstatos) alrededor de una torre, un sensor calcula la posición ideal para que cada uno de estos espejos, impulsados mediante un motor, estén bien alineados con el sol. Así el reflejo de la luz es centrada en la punta de la torre, donde se localiza el aire cuya temperatura alcanza hasta 1000 °C. El aire caliente se transporta desde el receptor a un generador del vapor que produce vapor de agua sobrecalentado y acciona una turbina acoplada a un generador eléctrico.



Fuente: www.unesa.es

Figura I.14 Central Solar Térmica

Parabólicas de canal: Son las más comunes de las que actualmente están en operación, la conforman espejos curvados que concentran la radiación solar en un factor de 80 o más de una línea focal, se colocan formando una larga fila de unos 300 a 600 metros y se ponen en filas paralelas.

De plato parabólico: El plato es un espejo cóncavo parabólico que concentra la luz del sol, se le llama Plato-Stirling, cuenta con un sistema de seguimiento de dos ejes y debe seguir al sol con mucha exactitud para que su eficacia sea alta. En el foco del espejo se alcanzan temperaturas de hasta 650 °C. El calor absorbido acciona un motor de Stirling, que convierte el calor en energía cinética y acciona un generador eléctrico. Estos sistemas pueden alcanzar una eficiencia de 20% o más; sin embargo, sus costos son altos con respecto de las centrales eléctricas de canal o de torre.

De chimenea: Esta tecnología convierte la radiación global en electricidad. La conforman una chimenea alta, con altura de hasta 1000 metros, y está rodeada de un gran techo colector de cristal o plástico resistente sostenido por un marco, de hasta 130 metros de diámetro, en el centro el techo posee una curvatura hacia arriba uniéndose a la chimenea, con la forma de un embudo. El sol calienta la tierra y el aire por debajo del techo colector, y el aire caliente se va por la chimenea, allí a alta velocidad se accionan las turbinas. La tierra debajo del colector se comporta como medio de

almacenamiento pues puede calentar el aire por un tiempo significativo después de la puesta del sol. La eficiencia de este tipo de centrales se encuentra por debajo del 2% y depende principalmente de la altura de la chimenea, estas centrales se construyen principalmente en regiones desérticas.

1.4.1.2 **Principales componentes**

a. Fotovoltaicas

Placas fotovoltaicas: Son capaces de convertir la luz en electricidad mediante la unión de varias celdas para alcanzar una potencia determinada, producen corriente directa y están fabricadas con silicio.

Regulador: Regula la carga y descarga de las baterías, puede cortar el suministro de consumo desde las baterías si detecta que están a un nivel de carga bajo.

Baterías: Se tienen que utilizar, debido a que en las horas de sol es cuando se tiene un consumo menor de energía eléctrica y en los momentos en que no hay sol el consumo es muy alto.

Convertidores: Estos dispositivos convierten corriente directa a corriente alterna, debido a que la corriente que se genera en las celdas fotovoltaicas y la que se almacena en la batería es corriente directa. Los convertidores producen una deformación en la onda, por lo que no es recomendable utilizarlas en instalaciones de poca potencia.

b. Solares térmicas o fototérmicas

Reflectores: Concentra la luz en un punto focal, tiene forma parabólica y debe seguir la dirección del sol, simulando el comportamiento de los girasoles. Los sistemas de seguimiento se clasifican en los que contienen un eje que concentran la luz del sol sobre un tubo de absorción ubicado en la línea focal y de dos ejes que concentran la luz del sol en una superficie pequeña ubicada muy cerca del punto focal.

1.4.2 Aspectos económicos

1.4.2.1 Costos de generación eléctrica

El análisis de los costos de las centrales solares, depende de muchos factores: los técnicos que consideran el tipo de instalación, los económicos como el costo de inversión, operación y mantenimiento, la política energética y económica, impacto ambiental y social. En los costos de inversión se toma en cuenta el tamaño de la instalación y la existencia de una conexión a la red eléctrica, el precio de los paneles solares por lo general representa entre el 45 % y 50 % del costo total de inversión, que sumado al costo del equipo necesario se tiene un costo de inversión de aproximadamente 72.5 % del total. El resto corresponde a los costos de operación y mantenimiento, el combustible no tiene ningún costo, pues es gratuito, como se muestra en la Figura I.15.



Fuente: El autor a partir de cifras de <http://www.solarfotovoltaicas.com>

Figura I.15 Distribución de los Costos de Generación en Centrales Solares Fotovoltaicas.

1.4.2.2 Iniciativas para reducir los costos de generación

En las centrales solares, sus ventajas no superan las diferencias entre los costos de estas instalaciones y las de los combustibles fósiles. Se ha venido desarrollando nueva tecnología para reducir los costos de generación y mejorar la eficiencia de las celdas solares. Las celdas tradicionales son formadas por silicio; sin embargo, se han probado nuevos semiconductores para hacerlas más eficientes. Si se tiene un incremento en la demanda y en la producción de colectores solares, los precios de los equipos bajarían.

1.4.3 Impactos ambientales y sociales

1.4.3.1 En el agua

De manera directa no se contamina el agua; sin embargo, las baterías utilizadas son altamente contaminantes si son desechadas en el agua.

1.4.3.2 En el suelo

No tiene mucho impacto en el suelo.

1.4.3.3 En la flora y fauna

Se puede dañar el ecosistema donde es instalado el sistema fotovoltaico, pero no se producen muchos daños.

1.4.3.4 En la comunidad

Se presenta impacto visual a las comunidades en las que son implementadas debido a las grandes áreas que ocupan las centrales, pero no se desprenden contaminantes nocivos para las personas que habitan cerca.

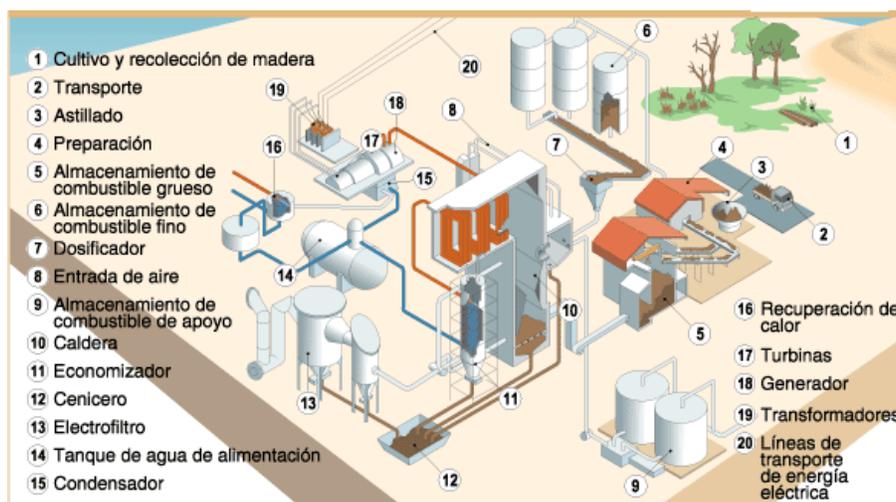
1.5 Biomasa

La biomasa es la materia orgánica contenida en productos de origen vegetal y animal⁷. Se forma a partir de la energía solar. La energía solar provoca la fotosíntesis vegetal mediante la cual las plantas transforman el dióxido de carbono y el agua, en materiales orgánicos con alto contenido energético. La biomasa almacena en corto plazo la energía solar en forma de carbono. Esta energía posteriormente se puede transformar en energía eléctrica, energía térmica o carburantes de origen vegetal. Se le llama bioenergía, cuando la biomasa es utilizada para fines energéticos, que pueden proveer biocalor, bioelectricidad o biocombustibles.

1.5.1 Características técnicas

1.5.1.1 Principios de operación

Para la generación de energía eléctrica, se utiliza la biomasa seca⁸ y la combustión, en la que se aplican elevadas temperaturas y exceso de oxígeno (Figura I.16). En el proceso de combustión, se liberan dióxido de carbono, agua, cenizas y calor. En México se han utilizado principalmente la leña y el bagazo de caña.



Fuente: www.unesa.es

Figura I.16 Central de generación mediante Biomasa

⁷ Incluyendo desechos orgánicos.

⁸ Biomasa seca: está conformada principalmente por paja y madera.

1.5.1.2 Clasificación

Hay diversas formas en las que la biomasa se puede convertir en energía útil, estos métodos se utilizan dependiendo del tipo de biomasa pues hay biomasa vegetal y animal. Los métodos son los siguientes: combustión, gasificación/pirolisis, fermentación alcohólica y fermentación metánica. Sin embargo, no todos se utilizan para la generación eléctrica, pues algunos se utilizan para obtener biocombustibles. Los procesos que se utilizan para la generación de energía eléctrica son la combustión y la gasificación/pirolisis, que se describen a continuación:

a. Combustión

Este proceso de transformación de la biomasa, se da por medio de la oxidación completa al mezclarse con el oxígeno del aire o la combustión directa, se libera dióxido de carbono, agua y calor. Este proceso también es utilizada para el calentamiento domestico e industrial.

b. Pirólisis / Gasificación

Es la combustión incompleta de la biomasa, se realiza a temperaturas elevadas con cantidades limitadas o nulas de oxígeno, que impiden la combustión completa. En este proceso se liberan metano, hidrógeno y monóxido y dióxido de carbono, se obtienen gases, líquidos o sólidos con contenido carbónico que pueden ser utilizados como energía útil, por ejemplo se produce el carbón vegetal. La gasificación recoge los procesos que surgen de cualquier combustión en condiciones de efecto de oxígeno.

1.5.1.3 Principales componentes

Almacén de combustibles: En la planta de generación mediante biomasa, se recolectan de manera previa los combustibles gruesos o finos, el combustible grueso es más difícil de quemar, en tanto el combustible fino provoca combustiones violentas difíciles de controlar.

Caldera: En esta se calienta el agua, y cuando supera la temperatura de ebullición, genera vapor, la caldera absorbe el calor proveniente del economizador.

Economizador: Es el dispositivo que calienta el fluido hasta que este llega al punto de ebullición. Hace uso de la entalpía en fluidos calientes, mejora la eficiencia del ciclo de vapor, puede ayudar a ahorrar energía en edificios como medio de enfriamiento en el área interior.

Condensador: Baja la presión, de manera que esta sea menor que en la turbina, que provoca una máxima expansión del vapor, y poder utilizarlo en un nuevo ciclo en forma de agua líquida.

Turbinas: En las plantas de generación se utilizan turbinas convencionales, anteriormente ya se explicaron algunas turbinas que se utilizan en el aprovechamiento del vapor.

1.5.2 Aspectos económicos

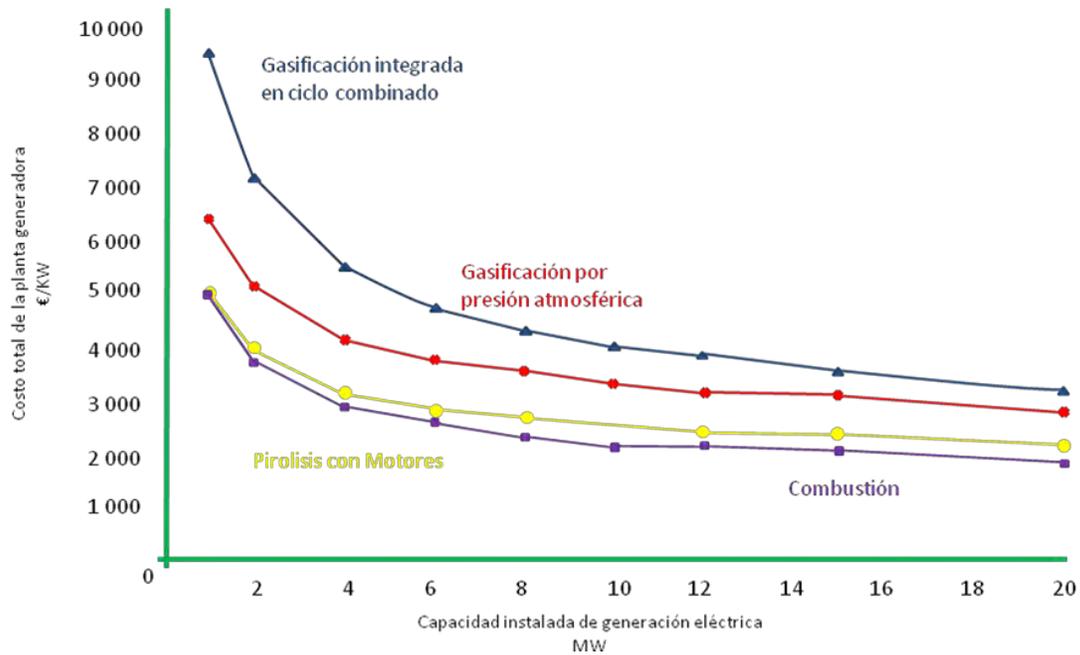
1.5.2.1 Costos de generación eléctrica

En la Figura I.17, se muestran los costos de generación para una central de generación eléctrica por medio de diversos tipos de aprovechamiento de biomasa, como son la combustión (*combust*), gasificación por presión atmosférica (*GasEng*), la gasificación integrada en ciclo combinado (*IGCC*⁹) y pirolisis con motores (*PyrEng*), siendo la planta de combustión la que presenta un menor costo.

El proceso de combustión es uno de los más rentables, los costos de las calderas donde se quema la madera tienen costos muy variables, dependiendo de varios factores, pues para instalaciones de capacidad entre 0.5 a 5 MW, la generación eléctrica se realiza a costos promedio de 4.18

⁹ *Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC)*

cUSdl/kWh y para la escala de cientos de MW, el costo del combustible es de 0.5 cUSdl/kWh con eficiencias globales de conversión entre 30 a 60%.¹⁰



Fuente: Jamasb et al, 2006.

Figura I.17 Comparación de costos de inversión para Centrales de Biomasa

1.5.2.2 Iniciativas para reducir los costos de generación

Se deben desarrollar nuevas tecnologías que permitan el mayor aprovechamiento de este tipo de centrales, para que su uso sea mayor y más rentable.

1.5.3 Impactos ambientales y sociales

1.5.3.1 En el agua

Se reduce la contaminación, comparada con la que se tendría al no procesar los desechos orgánicos.

¹⁰ Jamasb et al, 2006.

1.5.3.2 **En el suelo**

Se podría aumentar la fertilidad de los suelos. Se produce menos ceniza que en la combustión de carbón y esta se puede utilizar como fertilizante en el suelo de las granjas.

1.5.3.3 **En la flora y fauna**

El abandono de residuos forestales puede favorecer la aparición de plagas.

1.5.3.4 **En la comunidad**

Mejoramiento en la calidad de vida debido a la disminución de contaminantes nocivos para la salud humana, así como, mayores oportunidades de empleo. Los niveles de dióxido de azufre son casi nulos, por lo que no se causa la lluvia ácida, que afecta la agricultura en la comunidad. Reduce el problema de la disposición de la basura.

Conclusiones

En este capítulo, se estudiaron las características técnicas de las tecnologías de generación eléctrica que utilizan energías renovables, y observamos que su principio de operación no es necesariamente similar, pues a pesar de tener características en común como son el uso de un turbogeneradores, en el caso de las hidroeléctricas, geotérmicas, eólicas y biomasa, cada turbina tiene características específicas que hace que sean más eficientes según el combustible que se utiliza, y de esta forma la conversión de energía mecánica a energía eléctrica presente una eficiencia mayor. En tanto que las centrales solares para su mayor eficiencia requieren de semiconductores cada vez más eficientes.

En cuanto a los aspectos económicos, pudimos constatar que las centrales hidroeléctricas son mucho más costosas que las centrales geotérmicas. En cuanto a las centrales eólicas, solares y de biomasa, no se presentaron parámetros específicos que pudieran hacer válidas las comparaciones. En general, la distribución de los costos de las energías renovables, tiene un comportamiento similar, pues los costos de inversión siempre resultan mayores, a los de operación y mantenimiento, y presentan costos de combustible insignificantes o nulos, exceptuando las centrales geotérmicas, cuyo costo de combustible es mayor con respecto de las otras tecnologías estudiadas en este capítulo. La reducción de costos de generación, es un compromiso de los empresarios e investigadores, pues tienen que desarrollar tecnología nueva para cumplir este objetivo.

En México, no se tienen en funcionamiento centrales solares y biomasa para generación de electricidad de gran escala esto debido a que el costo de inversión y de la tecnología utilizada para el aprovechamiento del sol y de la biomasa, son de precios elevados, lo cual hace incierta la recuperación de la inversión. Esto representa un riesgo para las empresas que invierten en estas tecnologías y es por eso deciden invertir, de manera más segura, en las tecnologías convencionales.

Los impactos ambientales que presentan las tecnologías que utilizan energías renovables son mínimos con respecto de las energías convencionales, en general, no se emiten gases de efecto invernadero al medio ambiente. Antes de su implementación se realizan estudios de impacto ambiental, para evaluar el impacto de la obra sobre su entorno, con esto se busca cuidar el agua, el suelo, la flora y la fauna. Existen impactos sociales, por ejemplo en la instalación de centrales hidroeléctricas se afecta a comunidades que residan cerca de la obra civil que se realiza para su funcionamiento.

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

Capítulo 2

**Experiencias Internacionales de Generación
Eléctrica con Energías Renovables.**

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

2. Experiencias Internacionales de Generación Eléctrica con Energías Renovables

Introducción.

Las empresas privadas que generan energía eléctrica actualmente tienen una tendencia a utilizar procesos térmicos ya que los costos de inversión son bajos con respecto a los costos de otras tecnologías. El uso de gas natural, como combustible para la generación de energía eléctrica se ha incrementado ya que se considera como combustible amigable para el medio ambiente.

El desarrollo tecnológico y un marco regulatorio que fomente el uso de tecnologías renovables, serán algunas de las acciones que se deben llevar a cabo para que el uso de energías renovables en la generación de energía eléctrica tenga un crecimiento adecuado.

En algunos países se ha hecho el esfuerzo por promover tecnologías renovables para la generación de energía eléctrica, como es el caso de España, Estados Unidos y Canadá.

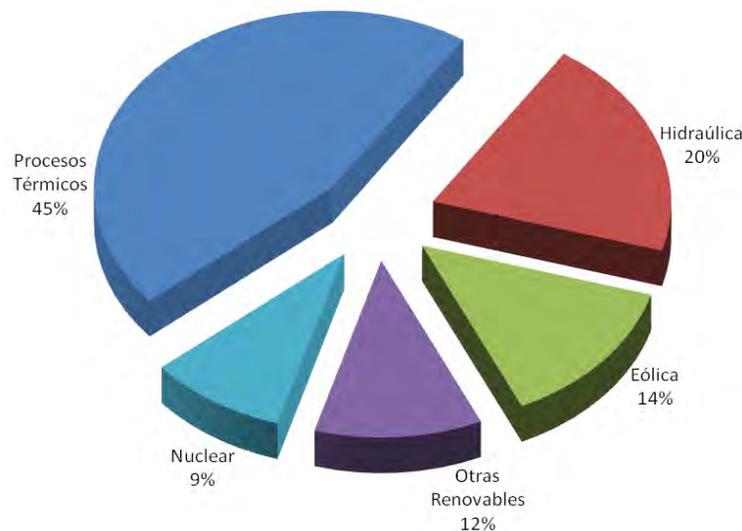
En este capítulo, se describen las acciones que se están realizando en otros países para promover la inversión privada en tecnologías renovables. Primero, se estudiará el caso de España, donde el uso de las energías renovables es cada vez mayor y se está desarrollando la tecnología para mejorar el aprovechamiento de las fuentes renovables. En segundo lugar, se analizará el caso de Estados Unidos, en donde a pesar de la escasez de combustibles fósiles (petróleo y derivados), siguen siendo los más empleados para generar energía eléctrica y en donde gracias al marco regulatorio y a los incentivos fiscales, se están implementando parques eólicos con grandes capacidades de generación. Por último, se abordará el caso de Canadá que, por sus características geográficas, la tecnología más utilizada es la hidroeléctrica, el uso de gas natural también representa una parte importante en la generación de energía eléctrica en ese país.

Para los tres casos de estudio, se examinará como está integrada la capacidad instalada de generación de energía eléctrica y las medidas que se están siguiendo para mejorar la eficiencia tecnológica y económica. En el marco legal, se detallarán las medidas regulatorias que están llevando a cabo estos países para fomentar el uso de energías renovables en la generación de energía eléctrica. Finalmente, se abordarán las empresas privadas participantes más significativas en el país correspondiente y se expondrá su participación en el mercado energético nacional e internacional.

2.1 España

2.1.1 Capacidad instalada por tipo de energía

La capacidad instalada de generación de energía eléctrica en España según datos de la Red Eléctrica Española, asciende a 82 336 MW. Actualmente los procesos térmicos son los más utilizados para generar energía eléctrica, seguidos del sector hidroeléctrico, el sector eólico ocupa el tercer lugar (Figura II.1).



Fuente: El autor a partir de cifras de la REE, 2006.

Figura II.1 Porcentaje de capacidad instalada de generación de energía eléctrica en España

La capacidad instalada de generación eléctrica de las centrales hidroeléctricas es casi igual a la que esta instalada en las centrales de ciclo combinado, las centrales carboeléctricas superan a las eololéctricas; sin embargo, el sector eólico esta creciendo rápidamente. (Tabla II.1).

Tabla II.1 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en España

Tecnología	Capacidad Instalada [MW]
Hidráulica	16 658
Ciclo combinado	16 376
Carbón	11 934
Eólica	11 239
Otras renovables	9 365
Combustóleo / gas	9 048
Nuclear	7 716
Total	82 336

Fuente: El autor a partir de cifras de la REE, 2006.

2.1.1.1 Sector Eólico

En 2006, el segundo país del mundo con mayor capacidad instalada de generación eléctrica en centrales eolieléctricas fue España. El rápido desarrollo de esta tecnología, se debió al apoyo del Gobierno, mediante la aprobación de reformas a la legislación que favorecen la inversión en la industria eólica y el desarrollo de la industria de los aerogeneradores.

España tiene un Plan de Energías Renovables, el objetivo de este documento es aumentar la capacidad instalada en 2,000 MW para el año 2010. Con esta medida se estarán evitando entre 16.9 y 43.7 millones de toneladas de CO₂.

A pesar de que el desarrollo del sector eólico ha sido muy bueno, se tienen que superar algunos obstáculos para cumplir con este objetivo, como lo es la rápida depreciación de la tecnología utilizada para aprovechar el recurso eólico. Se tendrá que experimentar la implementación de parques eólicos en el mar; sin embargo, las perturbaciones atmosféricas a las que se exponen los aerogeneradores, pueden provocar inestabilidad en el sistema. Se deberá poner énfasis en la innovación de la tecnología utilizada para mejorar la competitividad de este sector.

En el marco regulatorio, se tienen que reformar las leyes que regulan la conexión y acceso a la red, poner énfasis en la definición de ‘garantía de origen’ de la energía eléctrica generada a partir de

fuentes renovables y crear la regulación específica para favorecer la implementación de centrales eólicas en el mar.

Las barreras económicas y sociales que existen son: la poca eficiencia de las instalaciones eólicas ubicadas en el mar, con respecto de las instaladas en la tierra, y la inconformidad social que existe contra este tipo de instalaciones.

2.1.1.2 Sector Hidroeléctrico

En España, la generación de energía eléctrica mediante recursos hidráulicos es la que más predomina debido a que su ubicación geográfica la favorece. La tecnología que se utiliza esta desarrollada, pero en los últimos años su expansión ha disminuido por la entrada de otro tipo de energías renovables, la tecnología que viene creciendo de manera moderada es la pequeña hidroeléctrica.

En el plan destinado para el desarrollo del sector hidroeléctrico, se tiene como principal objetivo aumentar la capacidad instalada de generación eléctrica e implementar tecnología de alto nivel y proveniente de fabricación nacional.

La capacidad instalada de generación de energía eléctrica se deberá duplicar en centrales mini hidroeléctricas, para alcanzar el objetivo. El gobierno debe apoyar toda nueva inversión con el fin de fomentar la utilización de estos recursos y el desarrollo tecnológico de los mismos.

En el aspecto regulatorio, este sector se ha visto afectado debido a que no se han creado las normas que establezcan los límites de capacidad instalada de generación eléctrica que pueden interconectarse a la red eléctrica.

El procedimiento administrativo, ha sido la principal barrera a la que se enfrentan las centrales hidroeléctricas pues se deben someter a un largo proceso para obtener una concesión, se deben cumplir con requisitos medioambientales bastante rigurosos, que están bajo la supervisión de instituciones oficiales.

En el aspecto medioambiental se tiene oposición a la instalación de estas centrales por la afectación que se provoca al hábitat de la fauna y a la afectación social a las comunidades que habitan en lugares vecinos a la central hidroeléctrica.

2.1.1.3 Sector Solar Termoeléctrico

Actualmente España ocupa el cuarto lugar dentro de los países europeos que explotan la energía solar térmica, el desarrollo de esta tecnología empezó en los años 70, y surgieron empresas que fabrican captadores solares y desarrollan tecnología para poder aprovechar de mejor manera los recursos solares.

Desde sus inicios se ha venido desarrollando un marco económico y legislativo que pretende favorecer la inversión y explotación de este tipo de tecnología, actualmente existe un decreto que tiene por objetivo apoyar la viabilidad de estos proyectos, asegurar las condiciones económicas y promover el desarrollo de tecnología para mejorar la vida útil de una central de este tipo. Estos intentos no han sido suficientes, y todavía se tienen que mejorar los incentivos fiscales para el desarrollo de esta tecnología para generar energía eléctrica.

Este tipo de tecnología beneficia más a otros sectores que al de generación de electricidad, como al calentamiento de agua, calefacción de edificios y refrigeración. En el aspecto legal no se tiene ningún dictamen que especifique de manera particular la utilización de esta tecnología, por lo que se propone crear una ley que verifique las instalaciones y establezca un catálogo de instalación donde se proporcionen recomendaciones técnicas para un mejor diseño.

2.1.1.4 Sector Solar Fotovoltaico

A finales de los años 90 esta tecnología apenas empezaba a desarrollarse, en los últimos años se ha consolidado gracias a medidas económico – legislativas. El desarrollo de tecnología en España ha sido muy importante para ampliar la explotación de los recursos solares. Los aspectos sociales que beneficia es la creación de empleos.

A pesar de que se han reducido las barreras legales a las que se enfrentó desde un principio, la conexión a la red eléctrica sigue siendo uno de los principales problemas que debe superar.

Las barreras económicas son principalmente sus altos costos de instalación, pero hay algunas instituciones que han modificado los incentivos fiscales como la IDAE, lo que ayudará a un mejor desarrollo de esta tecnología a mediano plazo.

2.1.1.5 Área de Biomasa

Uno de los objetivos principales que plantea el Plan de energías renovables es el aumento en el uso de la biomasa y así poder beneficiar al sector energético.

Las barreras legales a las que se enfrenta son la falta de políticas regulatorias que favorecen a este sector.

Las barreras económicas se deben a que su mercado no está bien estructurado y a sus costos de inversión elevados, siendo esta una de las razones por la cual no puede competir con otros combustibles.

Las barreras legislativas deben modificarse para incentivar la producción de energía eléctrica a partir de biomasa, así como para promover el uso de la co-combustión con biomasa en centrales térmicas de carbón.

2.1.2 *Marco legal y políticas públicas*

2.1.2.1 Marco Comunitario

a. Libro Blanco de la Unión Europea

Los países que conforman la UE utilizan este documento como marco de referencia, para el desarrollo de energías renovables. En este se propone aumentar el uso de energías renovables en 12% para el año 2010.¹¹ Se exponen varias estrategias a seguir, entre las que destacan, modificar los incentivos fiscales, tanto en el uso de energías renovables como en la construcción de instalaciones para el aprovechamiento de estas y se enfatiza el desarrollo de la biomasa sólida y la energía solar.

¹¹ <http://www.mundoenergia.com>

b. Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo

Los países que integran la UE se han preocupado por la protección del medio ambiente y por el desarrollo sustentable. En 2001, se publicó esta Directiva con el objetivo de fomentar el uso de energías renovables para la generación de energía eléctrica y proponer las bases para la creación de un marco comunitario.

En ésta se propone la creación de un marco legislativo que regule las energías renovables, el uso de los certificados verdes, las ayudas a la inversión, exenciones fiscales y devoluciones de impuestos, ésta Directiva garantizará el funcionamiento de estas acciones. Los sistemas de apoyo mencionados fomentarán el uso de energías renovables para la generación de energía eléctrica de manera eficaz y con costos bajos, ya que el aumento del uso de fuentes renovables en el mercado eléctrico permitirá la reducción de costos.

Propone revisar los procesos administrativos que se deben cumplir para la construcción de centrales generadoras que utilizan energías renovables, para que este trámite no sea un impedimento para su desarrollo, y verificar que se proporcionen facilidades de transmisión y distribución, a las instalaciones que utilicen energías renovables para generar energía eléctrica.

Todas las acciones que se lleven a cabo en los países miembros, deben cumplir con otras disposiciones firmadas por las Comunidad Europea, como son el Protocolo de Kyoto que se refiere al cambio climático y que será tratado en el último capítulo de este trabajo.

2.1.2.2 Marco Nacional

En el mercado eléctrico español las instalaciones generadoras de energía se organizan en torno a dos regímenes:

Régimen Ordinario: Instalaciones obligadas a vender en el mercado de producción a corto plazo.¹²

Régimen Especial: Instalaciones abastecidas por fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración; y con capacidad de generación eléctrica mayor a 50 MW. Las

¹² REE, 2005.

centrales que se encuentran en este régimen venden en el mercado de producción de manera abierta.¹³

A principios de los años 80 se publicó la primera Ley¹⁴ que promueve el uso de fuentes de energía renovables y residuales derivadas de procesos industriales. En la que se desarrolla un marco jurídico para fomentar la autogeneración.¹⁵

En 1984 se establece¹⁶ la explotación del Sistema Eléctrico Nacional y se constituye Red Eléctrica de España, S.A. como la empresa encargada de este servicio.

a. Ley 54/1997 de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico

Esta ley se publicó en 1997, principalmente promueve el uso de energías renovables, para satisfacer los compromisos comunitarios establecidos en el Libro Blanco de la Unión Europea.

Con la publicación de esta ley, los productores en Régimen Especial fueron los más beneficiados, pues las empresas distribuidoras tienen la obligación de adquirir energía en régimen especial, y por medio de incentivos fiscales se les remunera su producción de energía eléctrica. La tarifa que se aplica depende principalmente de la tecnología utilizada para la generación de energía eléctrica, favoreciendo así a las energías renovables.

En esta ley, se mencionan los procedimientos legales y los requisitos que son necesarios para producir energía eléctrica; entre los que destacan: eficiencia energética y técnica, seguridad en las instalaciones, protección ambiental e impactos ambientales.

b. Resolución de 11 de febrero de 2005

Por medio de esta resolución se regulan las condiciones de acceso y conexión de nuevas instalaciones a la red de transmisión. Aplica a nuevos productores de energía tanto en régimen especial como en régimen ordinario.

¹³ Ídem

¹⁴ Ley 82/1980, Conservación de la Energía

¹⁵ REE, 1997. Los autogeneradores eran titulares de instalaciones industriales cuyo fin principal no es producir energía eléctrica, pero que podían obtener ésta por sus propios medios a partir de residuos o subproductos energéticos excedentarios.

¹⁶ Ley 49/1984

Se establece que el acceso a la red de transmisión sólo se restringirá por falta de capacidad en las líneas de transmisión. Los generadores de energía eléctrica tendrán limitaciones de acceso dependiendo de la reserva de capacidad de la red eléctrica, y dependerán de los mecanismos del mercado.

Los requisitos técnicos con los que deben cumplir las empresas que transmiten la energía eléctrica son el buen diseño y funcionamiento de las instalaciones de la red eléctrica. Por su parte, las empresas que generan energía eléctrica deben cumplir con las disposiciones de la ley y la verificación de sus equipos para tener una correcta puesta en servicio.

c. Resolución de 1 de abril de 2005

El objetivo principal de esta resolución es desarrollar un mejor procedimiento para establecer nuevas instalaciones de generación de energía eléctrica. Se propone mejorar la productividad del mercado energético, a través de un proyecto que deberá regular la actividad de los productores en régimen especial, en el aspecto jurídico y económico, con el fin de minimizar la incertidumbre en la implementación de nuevas instalaciones. También se pone énfasis en revisar los incentivos que se dan a las productores que generan energía eléctrica a través de la cogeneración y que poseen una capacidad instalada de generación eléctrica mayor a 50 MW.

2.1.3 Participación de las empresas privadas

El Sistema Eléctrico Nacional está formado por ‘subsistemas eléctricos’¹⁷, divididas en dos tipos: las que generan y distribuyen energía eléctrica y las ‘empresas productoras’¹⁸ de electricidad que suministran energía eléctrica a quien lo demande.¹⁹

A finales de los años 80, existían once empresas eléctricas que actuaban en forma independiente; sin embargo, en 1997 se redujeron a cuatro empresas independientes: ENDESA, IBERDROLA, UNION FENOSA e HIDROCANTÁBRICO.

¹⁷ Empresas gestoras del servicio cuyas instalaciones de producción y distribución constituían un conjunto de ciclo completo. REE, 1997.

¹⁸ Eran aquellas que no estaban incluidas en ningún subsistema, realizaban el suministro a aquellas, siempre y cuando fuera relevante la cobertura de la demanda. En 1988 ENDESA era la única empresa que poseía esta clasificación. REE, 1997.

¹⁹ REE, 1997

En 1999, fundaron una asociación empresarial, la Asociación Española de la Industria Eléctrica UNESA, que es una organización que coordina, representa, gestiona, fomenta y defiende los intereses de las empresas eléctricas asociadas. En 2002, se incorporaron Viesgo, del Grupo Enel.

2.1.3.1 ENDESA

A finales del año de 1944 se crea ENDESA, Empresa Nacional de Electricidad, S.A., sus primeras plantas generadoras fueron principalmente centrales térmicas. A principios de los años 70, comenzó a utilizar la energía nuclear y en 1998, fue declarada como compañía privada. Ha tenido proyectos de generación eléctrica por medio de ciclo combinado. En 2002, empieza a trabajar con fuentes renovables al poner en marcha una planta de generación eléctrica con biomasa, y posteriormente inauguró algunos parques eólicos. En 2004, realiza la mayor operación de exportación de certificados de energía verde, pues vende una producción de 219,600 MWh de energía generada por fuentes renovables.²⁰

Endesa tiene una capacidad de generación instalada total de 47 113 MW, en España alcanza una capacidad de generación de 22 893 MW y 24 220 MW en el resto del mundo.

a. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el mundo

Endesa tiene proyectos de generación eléctrica en varios países europeos como son: Portugal, Italia, Francia, Polonia, Grecia y Turquía; en el continente Africano principalmente en Marruecos; en Latinoamérica participando en Chile, Colombia, Brasil, Perú, Argentina y Centroamérica (Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá).

En Italia, Francia y Portugal se tienen proyectos de parques eólicos, pero en general producen energía eléctrica por medio de centrales de ciclo combinado (Tabla II.2).

²⁰ ENDESA, 2006

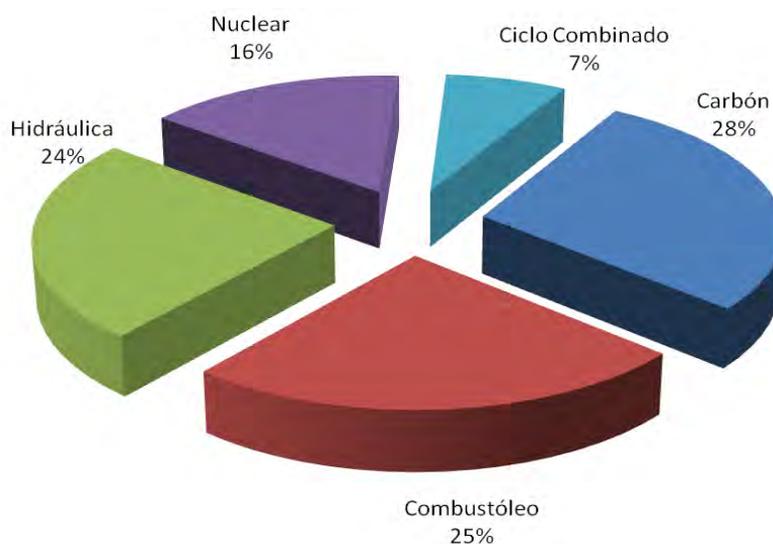
Tabla II.2 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica de Endesa en el mundo

País	Capacidad Instalada [MW]		
	Renovables	No Renovables	Total
Chile	2 414	377	2 791
Grecia	1 000	1 400	2 400
Italia	944	340	1 284
Francia	80	800	880
Perú	0	457	457
Portugal	0	308	308
Colombia	0	142	142
Polonia	20	0	20
Total	4 458	3 824	8 282

Fuente: ENDESA, 2006.

b. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en España

Las tecnologías que utiliza Endesa para generar energía eléctrica en España, son el carbón, combustibles fósiles, hidráulica, nuclear y ciclo combinado (Figura II.2). La capacidad de generación instalada en energías no renovables es de 21 849 MW.



Fuente: ENDESA, 2006.

Figura II.2 Porcentaje de capacidad instalada de generación de energía eléctrica de Endesa por tecnología en España

Esta empresa ha creado Endesa Cogeneración y Renovables²¹ que es la que dirige al sector renovable de la empresa en España. A finales del año 2006, esta filial de Endesa contaba con una capacidad instalada de generación de energía eléctrica de 1 930.6 MW en España (Tabla II.3).

Tabla II.3 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en energías renovables de Endesa en España

Tecnología	Capacidad [MW]
Energía Eólica	1 247.0
Minihidráulica	240.4
Aprovechamiento de residuos	74.8
Biomasa	58.2
Cogeneración	303.1
Otras	7.1
Total	1 930.6

Fuente: ENDESA, 2006.

2.1.3.2 IBERDROLA

En 1901, se constituye Hidroeléctrica Ibérica, que en un principio explotaba los ríos cercanos a las regiones industriales de España. En 1907, se forma Hidroeléctrica Española cuyo objetivo era abastecer Madrid y Valencia, a mediados de los años 40 nace Iberduero que resulta de la fusión de Hidroeléctrica Ibérica y Saltos del Duero. En 1957, entra en operación la primera gran central térmica HE (Hidroeléctrica Española). En 1969, poseía el embalse más grande de Europa, en los años posteriores comienza a explotar la energía nuclear para generar energía eléctrica. En 1991, se fusionan Hidroeléctrica Española e Iberduero y en 1992 se constituye Iberdrola en los años siguientes adquiere las empresas distribuidoras de electricidad en Bolivia y Brasil, empresas de generación eléctrica en Chile y Guatemala, y a finales de los años 90 compra una compañía americana. En 2002, se implementan parques eólicos en España y en 2003, es pionera en la venta de energía verde; sin embargo, pone énfasis en el desarrollo de centrales de ciclo combinado.

Iberdrola tiene 30 400 MW en total, en España tiene una capacidad instalada de 25 966 MW y en el mundo 4 434MW.

²¹ ECyR

a. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el mundo

En la mayor parte de los países en los que participa en proyectos de energía eléctrica, tiene parques eólicos y en Brasil tiene centrales minihidráulicas. Espera expandir su mercado eólico en Estados Unidos, Grecia, Portugal, Francia, Polonia, Alemania, Reino Unido, Italia, México y China, en Brasil se tiene contemplada la ampliación de generación minihidráulica e hidráulica.

En México cuenta con una capacidad instalada de generación eléctrica de 4 409 MW en centrales de ciclo combinado y 80 MW en una central eoloeléctrica que entrará en operación en 2008.²²

La capacidad instalada, por medio de energías renovables asciende a 4 514 MW en el mundo (Tabla II.4).

Tabla II.4 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en energías renovables de Iberdrola en el mundo

País	Capacidad instalada [MW]
España	3 994
Grecia	210
México*	80
Brasil	49
Francia	48
Polonia	41
Alemania	34
Portugal	32
Estados Unidos	26
Total	4 514

* En México, la tecnología renovable que utiliza para generar energía eléctrica es la energía eólica, su central entrará en operación en el primer semestre de 2008.

Fuente: IBERDROLA, 2006(a).

b. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en España

En España tiene una capacidad instalada de generación de energía eléctrica total de 25 966 MW, de lo cuales 13 276 MW provienen de energías renovables, principalmente centrales eoloeléctricas e hidroeléctricas. Tiene algunos proyectos para la generación de energía eléctrica, por medio de

²² Publicado en <http://www.energiadiario.com/publicacion/spip.php?article5326> el 3 de enero de 2008 y el 9 de enero de 2008 en <http://www.construible.es/noticiasDetalle.aspx?id=2567&c=1&idm=5&pat=5>.

energía termosolar, fotovoltaica, marina y biomasa, que próximamente entrarán en operación en España, con lo que espera elevar su contribución a la generación por medio de energías renovables (Tabla II.5).

Tabla II.5 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica de Iberdrola en España

Tecnología	Capacidad instalada [MW]
Ciclo Combinado	4 800
Eólica y mini-hidráulica	4 434
Hidráulica	8 842
Nuclear	3 344
Térmica de Combustóleo	2 889
Térmica de Carbón	1 253
Cogeneración	404
Total	25 966

Fuente: IBERDROLA, 2006.

2.1.3.3 UNION FENOSA

En 1943, se crea Fuerzas Eléctricas del Noroeste (FENOSA), cuyo objetivo inicial era el aprovechamiento eléctrico de los Ríos Miño, Tambre y Eume, así como garantizar el abastecimiento eléctrico de Galicia y es hasta 1950 cuando se conecta a las líneas de transporte de Fenosa con la red nacional. En 1962, la empresa Unión Eléctrica Madrileña obtiene una autorización para realizar los estudios de instalación de una central nuclear. En 1966, se comienza a construir las obras para la instalación de centrales térmicas, y en 1968 esta empresa conecta a la red eléctrica la primera central nuclear española. En 1982, se unieron dos empresas Unión Eléctrica Madrileña y Fuerzas Eléctricas del Noroeste, de las cuales se constituyó Unión Eléctrica Fenosa. Estas dos empresas a lo largo de los años generaron energía eléctrica principalmente por medio de centrales térmicas y nucleares. A partir de que se creó el Grupo Unión Fenosa inicia su expansión internacional, esta empresa crea UNION FENOSA Energías Especiales para que se enfoque en el desarrollo de las tecnologías renovables.

Unión Fenosa tiene una capacidad de generación instalada de 10 282 MW en total, de los cuales 7 509 MW están instalados en España y 2 773 MW en el resto del mundo.

a. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el mundo

En México, tiene el 55.9% de la capacidad instalada en el mundo, alcanzando una capacidad instalada de generación eléctrica de 1 550 MW, en Colombia y Republica Dominicana tiene una participación que rebasa los 100 MW (Tabla II.6).

Tabla II.6 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica de Unión Fenosa en el mundo

País	Capacidad instalada [MW]
México	1 550
Colombia	891
R. Dominicana	198
Kenia	58
Costa Rica	50
Panamá	26
Total	2 773

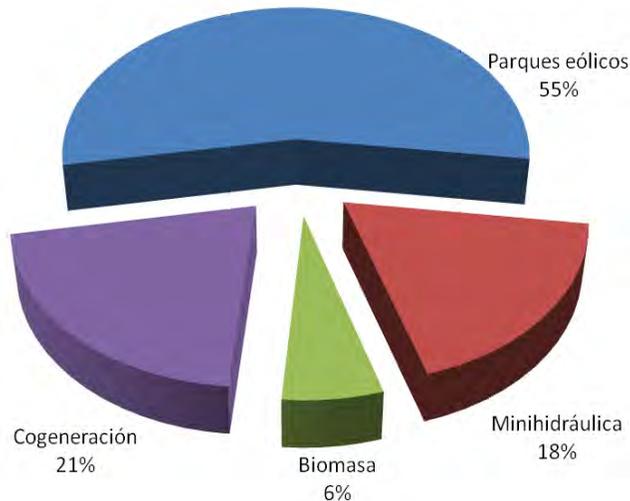
Fuente: UNION FENOSA, 2007.

En México, cuenta con tecnologías de ciclo combinado y está desarrollando una central eoloeléctrica con capacidad de 228 MW que entrará en operación en el año 2010.

En Colombia, Panamá y Costa Rica explota la energía hidráulica, y en República Dominicana tiene una central de tecnología de motores de combustóleo.

b. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en España

La capacidad instalada de generación de energía eléctrica en régimen especial de esta empresa alcanzó los 321 MW, los parques eólicos son las que tienen mayor participación (Figura II.3).



Fuente: UNION FENOSA, 2007.

Figura II.3 Porcentaje de capacidad instalada de generación de energía eléctrica de Unión Fenosa por tecnología en España

2.1.3.4 HIDROCANTÁBRICO

En 1858 y 1870, se constituye la Sociedad Comanditaria González Alegre y Polo y la Compañía Menéndez Valdés respectivamente. Su principal objetivo era la producción y expansión del gas para alumbrado público. En 1917, inició la explotación de su primera central generadora a partir de energía hidráulica. En 1900, éstas dos conforman “Popular Ovetense” y “Popular de Gas y Electricidad”, respectivamente, que hacia 1940 se fusionan para crear Hidroeléctrica del Cantábrico. A mediados de los años 80 se firma un Protocolo de Intenciones para el desarrollo del gas natural. En 1987, se construye HidroCantábrico Gas de Asturias. En la actualidad es el segundo operador gasístico y una de las compañías energéticas más eficientes y dinámicas de España. En 2005, se crea Nuevas Energías de Occidente (NEO Energía), que es la empresa del grupo encargada de la promoción, construcción y explotación de instalaciones para la producción de electricidad a partir de energías renovables.

HidroCantábrico tiene una capacidad de generación total de 3 599 MW, en España tiene 3 569 y en el resto del mundo sólo tiene 30 MW.

a. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el mundo

Su participación en el mundo es escasa, en Francia adquirieron tres parques eólicos con un total de 30 MW.

b. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en España

NEO Energía tiene una capacidad instalada de 1 400 MW. La mayor parte de esta capacidad procede de instalaciones de energía eólica, y solamente 839 MW provienen de otras energías renovables como: la minihidráulica, cogeneración, biomasa y residuos (Tabla II.7).

Tabla II.7 Capacidad instalada de energía eléctrica de Hidrocantábrico por tecnología en España

Tecnología	Capacidad instalada [MW]
Térmica Convencional	1 604
Eólicas	839
Hidráulica	433
Gas Natural	399
Nuclear	166
Residuos	79
Cogeneración	39
Biomasa	7
Minihidráulicas	3
Total	3 569

Fuente: HC, 2007.

2.2 Estados Unidos

2.2.1 Capacidad instalada por tipo de energía

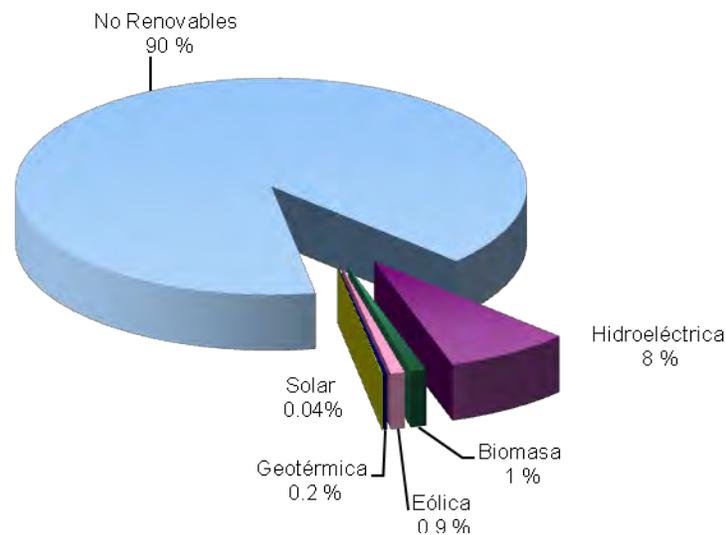
La capacidad instalada total que tiene en Estados Unidos, aproximadamente 978 GW, la mayor parte de la energía que consumen no proviene de fuentes de energía renovables, de manera que las tecnologías renovables sólo alcanzan una participación de aproximadamente 10% (Tabla II.8).

Tabla II.8 Capacidad instalada de energía eléctrica en Estados Unidos

Tecnología	Capacidad Instalada [MW]
Biomasa	9 848
Geotérmica	2 285
Hidroeléctrica	77 541
Solar	411
Eólica	11 575
Renovables (Total)	101 660
No Renovables (Total)	879 228
Total	980 888

Fuente: EIA, 2005.

Las fuentes de energía no renovables son las que tienen una mayor participación en el mercado eléctrico, el aprovechamiento del sector hidroeléctrico es mínimo alcanza casi el 8 %, también se genera energía eléctrica por medio de la biomasa, viento, energía geotérmica y solar pero en menores dimensiones (Figura II.4).



Fuente: EIA, 2005.

Figura II.4 Porcentaje de capacidad instalada de generación de energía eléctrica por tecnología en Estados Unidos

2.2.1.1 Sector Eólico

En el año 2006 se tuvo un desarrollo amplio en el mercado eólico, lo que provocó que Estados Unidos se colocara en el tercer país con mayor capacidad instalada en el sector eólico a nivel mundial, estando por debajo de Alemania y España, alcanzó un total de 11 575 MW a finales del 2006, fue la tecnología que obtuvo el segundo lugar de crecimiento, el primer lugar lo ocupó el gas natural.

El estado que desarrolló esta tecnología en mayor proporción fue Texas, seguido de California. Posicionándose como los líderes en este sector con una capacidad instalada de generación eléctrica mayor a este tipo de tecnología, el resto de los estados poseen capacidades menores a 1000 MW (Tabla II.9).

Tabla II.9 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el sector eólico por Estado en Estados Unidos

Estado	Capacidad Instalada [MW]
Texas	2 739
California	2 376
Iowa	931
Minnesota	895
Washington	818
Oklahoma	535
New Mexico	496
Oregon	438
Otros Estados*	2 347
Total	11 575

* Otros estados con capacidades menores de 400 [MW]

Fuente: EERE, 2007(1).

Actualmente se tienen proyectos de inversión de generación de energía eléctrica por medio de energía eólica ya que esperan alcanzar 35 GW, el fomento de competencia e innovación de las compañías privadas en este sector se ha debido principalmente a la facilidad de acceso al crédito de producción, que es un incentivo fiscal que se le da a las compañías de energía que utilizan como fuente primaria, energías renovables.²³

²³ PTC, Production Tax Credit

La inversión por tipo de empresa en este sector, la encabezan los productores independientes y el sector privado, seguidos por el sector público y la comunidad.

Hace algunos años el precio de la energía eléctrica producida por energía eólica presentaba un incremento gradual; sin embargo, gracias a los incentivos fiscales que ha propuesto el gobierno estatal y federal, no siguieron esa tendencia. Se espera que en un futuro estos costos disminuyan y sea posible instalar plantas eólicas cercanas a la carga con mayor flexibilidad y mejor eficiencia para pequeñas velocidades del viento.

Se tiene un programa que apoya a las empresas que generan energía eléctrica por medio de parques eólicos en una capacidad menor o igual a 20 MW.

Hay diversos programas de investigación, donde se estudian las necesidades de la industria, y se pretende aumentar la investigación en aerogeneradores.²⁴ El Laboratorio Nacional de Energía Renovable, estudia los principales problemas a los que se enfrentan este tipo de programas, el problema principal se debe a que la inversión que se realiza es escasa.²⁵

2.2.1.2 Sector Hidroeléctrico

En 2005, el sector hidroeléctrico representaba el 75 % del total de la capacidad instalada de generación eléctrica en energías renovables. Más de la mitad de la capacidad instalada de generación de energía eléctrica pertenece al sector público, el sector privado posee menos del 30%.²⁶

La *Federal Energy Regulatory Commission* otorga diferentes permisos para proyectos con capacidades mayores y menores a 5 MW. Esta institución revisa los proyectos hidroeléctricos en sus diferentes etapas como construcción, operación y mantenimiento, verifica el desarrollo y proceso de los proyectos y evalúa si el proyecto es viable en todos los aspectos ambientales y en la protección de las especies en peligro de extinción, todas estas acciones son basadas en diferentes legislaciones,²⁷ y esta institución hace todo lo posible por optimizar el tiempo en el que se concede el permiso.

²⁴ *Wind Partnership for Advanced Component Technology, WindPACT.*

²⁵ *National Renewable Energy Laboratory, NREL.*

²⁶ Hall, Douglas G., 2006.

²⁷ *Federal Power Act (FPA), Nacional Environmental Policy Act (NEPA), Endangered Species Act (ESA) y National Historic Preservation Act (NHPA).*

2.2.1.3 Sector Solar

En Estados Unidos cada cuatro años se publica un Programa, cuyo objetivo principal es mejorar el funcionamiento de la tecnología solar empleada actualmente y buscar la producción al mejor costo en los sistemas de energía solar.²⁸

También se presenta un Plan de Desarrollo Técnico,²⁹ donde se proponen estrategias para desarrollar las diferentes tecnologías solares como son: las celdas fotovoltaicas, la concentración de intensidad solar, y la utilización de energía solar para calefacción e iluminación.

2.2.1.4 Sector Solar Termoeléctrico

En 1985, se instaló la primer planta solar fototérmica, actualmente se tienen en operación alrededor de nueve plantas. Se están desarrollando pequeños concentradores parabólicos que se utilizan para calentar el agua en sectores comerciales. A lo largo del tiempo se han ido reduciendo los costos de la tecnología, así como los costos de operación y mantenimiento.

2.2.1.5 Sector Solar Fotovoltaico

Se ha desarrollado una estrategia para implementar paneles fotovoltaicos en la mayor parte de las casas habitación conectadas a la red a costos competitivos, para lograr esto se debe mejorar la eficiencia y manufactura que estará a cargo de las industrias, universidades y laboratorios nacionales.³⁰ Este programa consiste principalmente en la búsqueda de generación a bajos costos, convenios con universidades para que se desarrolle el SAI, así como fomentar la evaluación, el desarrollo y la expansión de estas medidas regulatorias. Otras áreas del programa están enfocadas en la transformación del mercado, pues se trabaja con ciudades, estados y gobiernos federales, para innovar y explorar mecanismos de financiamiento, interconexión a la red y medidas regulatorias para ayudar al desarrollo de esta tecnología.

Para el desarrollo de esta tecnología se están realizando demostraciones con prototipos y proyectos pilotos. En cuanto a la interconexión con la red se están haciendo evaluaciones de tipo económicas para permitir un crecimiento del 5 al 10%.

²⁸ *Solar Program*

²⁹ *Technical Research Plan*

³⁰ *Solar America Initiative, SAI*

2.2.1.6 Sector Geotérmico

La meta principal del programa de Mejoramiento de Sistemas Geotérmicos,³¹ es garantizar el buen aprovechamiento de las reservas de energía geotérmica, mejorar la eficiencia de las plantas, reducir los costos de operación y desarrollar tecnología para que esto sea posible.

Los estados que más aportan energía eléctrica que proviene de fuentes geotérmicas son California, Nevada y UTA, actualmente se tienen instalados aproximadamente 2 000 MW, se espera eliminar, en breve, las barreras legales que existen para desarrollar proyectos de generación eléctrica con energía geotérmica.

2.2.1.7 Área de Biomasa

En Estados Unidos se tiene un programa, cuyo principal objetivo es el desarrollo en costos competitivos de las tecnologías que explotan la biomasa, así como la producción de bioenergía y biocombustibles.³² Con esta medida se planea reducir el uso de gasolinas en un 20% para el año 2017. No se enfatiza la producción de energía eléctrica con biomasa, a pesar de tener casi 10 000 MW instalados, que representa aproximadamente 1% de su capacidad total instalada.

2.2.2 *Marco legal y políticas públicas*

a. *Public Utility Regulatory Policies Act*³³

Esta ley fue publicada en 1978 por el Congreso, basado en las predicciones del aumento en el precio del petróleo, donde se decidió fomentar el uso de fuentes de energía alternativas, así como la innovación de la industria de la energía eléctrica. Esta ley creó un mercado de energía para aquellos productores privados, que actualmente aportan aproximadamente 7% de la energía que se consume en el país. Antes sólo las compañías públicas podían tener y operar plantas generación de energía eléctrica y esta ley obligó a las empresas públicas a comprar energía a compañías independientes, y así evitar costos de inversión.

³¹ EGS, *Enhanced Geothermal Systems*.

³² Biomass, *Multi-Year Program Plan*.

³³ PURPA, 1978.

Su principal iniciativa para promover las energías renovables era impulsar un crédito para plantas con más de 12 000 MW instalados descartando las plantas hidroeléctricas; sin embargo, la tecnología que se vio más beneficiada fue la cogeneración a base de gas natural.

Las principales desventajas de esta ley, es que no se tenía una adecuada regulación de las tarifas, lo que provocó que se cobraran precios más altos. La justificación que se dio fue, que si las empresas públicas hubieran generado energía eléctrica con sus propias plantas generadoras, los precios hubiesen sido más altos.

b. *Energy Policy Act*³⁴

En 1992, *The Energy Policy Act*, fomentó la competencia en la venta de energía. La *Federal Energy Regulatory Commission (FERC)*, creó nuevas leyes que fomentan la apertura de las líneas de transmisión a todas las compañías generadoras de manera equitativa. Las empresas públicas todavía son capaces de generar energía a gran escala, actualmente no se tiene otra ley que exija a las empresas públicas el uso competitivo de oferta para minimizar los precios de la energía.

En 2005, se reformó esta ley, para promover el uso de las energías renovables, poniendo en marcha las siguientes acciones:

Los incentivos fiscales fueron modificados y ahora se otorga el 60% de los fondos para facilitar el uso de desperdicios, energía solar, eólica, maremotriz (aprovechando olas y corrientes del mar), mareomotriz (aprovechando las mareas), geotérmica y biomasa. Se otorgará sólo el 40% a otros proyectos con fuentes no alternativas.

Se promueve el uso de energía solar fotovoltaica en edificios públicos. En el área de la energía geotérmica, se establece que se explotará cualquier recurso disponible para aumentar la capacidad instalada, sólo podrá ser utilizada para fines de generación eléctrica y no podrá ser vendida, se brindan facilidades para la producción por los primeros cuatro años de operación, y se pide la colaboración de las universidades regionales para desarrollar tecnología y explotar de mejor manera la energía geotérmica.

Para fomentar la generación de energía eléctrica por medio de energía hidráulica se tienen los incentivos económicos que están en función de los kWh generados durante el período de 10 años, se

³⁴ EPAAct, 2005

dan facilidades a los propietarios que deseen invertir en la construcción de una presa y que mejoren la eficiencia de la planta al menos en un 3%.

Se tiene contemplado un incremento en la eficiencia de conversión de las tecnologías renovables para que los costos de generación disminuyan, se planea minimizar el impacto ambiental que provoca el uso de combustibles fósiles y aumentar la exportación de equipo de generación renovable.

Se desarrollan programas de investigación, y comercialización de aplicaciones para diversas energías renovables:

Energía Solar: celdas fotovoltaicas, calentamiento de agua, sistemas de alumbrado y su instalación en edificios, así como la reducción de costos.

Energía Eólica: se espera desarrollar tecnología eficiente para poder generar energía eléctrica con velocidades bajas de viento y mejorar el funcionamiento de aerogeneradores, así como facilitando el acceso a la transmisión y distribución.

Energía Geotérmica: se deben desarrollar tecnologías para reducir los costos de extracción, inversión y mantenimiento y mejorar la detección de recursos geotérmicos.

Sector Hidroeléctrico: se deberán construir turbinas que dañen lo menos posible el ecosistema y desarrollar tecnologías que no contaminen y produzcan energía a mayor eficiencia.

Los proyectos que sean aprobados deberán ser factibles tanto económica como técnicamente por la Secretaría de Energía y la Comisión Federal Reguladora de Energía, también se someterán a análisis de implementación del programa, en términos técnicos y se evaluarán en base a los avances en el mercado de las energías renovables.

Esta ley propuso que la Academia Nacional de Estudios de las Ciencias estudie el desarrollo de los recursos eólicos, solares, y del mar (incluyendo mareas, olas y energía térmica) y recomienda mecanismos de desarrollo para estas fuentes renovables.

2.2.3 Participación de las empresas privadas

A pesar de la apertura de mercado eléctrico que se dio a finales de los años 70, la participación de las empresas privadas no ha aumentado de manera significativa, pues de las empresas que tienen la mayor capacidad instalada en este país, con 60%, proviene de empresas públicas y el resto de empresas privadas. Las empresas privadas que tienen mayor capacidad instalada de generación de energía eléctrica son: **ARIZONA POWER SERVICES, PSI ENERGY & DUKE ENERGY, GEORGIA POWER** y **DOMINION**. (Tabla II.10)

Tabla II.10 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica por Sector en Estados Unidos

Empresa	Capacidad Instalada [MW]	Sector
<i>Tennessee Valley Authority</i>	9 810.0	Pública
Arizona Public Service Co	9 413.0	Privada
<i>Progress Energy Carolinas Inc</i>	4 395.2	Pública
<i>KeySpan Generation LLC</i>	4 389.4	Pública
<i>FirstEnergy Generation Corp</i>	4 101.1	Pública
<i>Reliant Energy Mid-Atlantic PH</i>	3 767.2	Pública
PSI Energy Inc	3 596.9	Privada
Savannah Electric & Power Co (Georgia Power)	2 869.7	Privada
<i>FirstEnergy Nuclear Operating Company</i>	2 772.0	Pública
<i>KeySpan-Ravenswood Inc</i>	2 625.0	Pública
<i>Kentucky Utilities Co</i>	2 409.1	Pública
Dominion Virginia Power	1 750.5	Privada
<i>Wisconsin Electric Power Co</i>	1 614.2	Privada
FPL Energy Seabrook LLC	1 290.7	Privada

Fuente: EIA, 2005.

2.2.3.1 DUKE ENERGY & PSI ENERGY

Duke Energy & PSI Energy tienen una capacidad de generación total de 23 900 MW aproximadamente, de los cuales 19 900 MW están instalados en Estados Unidos y el resto esta distribuido en Sudamérica.

a. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el mundo

En El Salvador, Guatemala, Argentina, Belice, Brasil, Ecuador y Perú tiene varias plantas generadoras, donde tiene más de 4 000 MW instalados que provienen de centrales hidroeléctricas.

b. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en Estados Unidos

Duke Energy, es una empresa que no apuesta mucho a la inversión de energías renovables; sin embargo, tiene un programa llamado *CoGreen Power*, en el que se le invita a los clientes a afiliarse, mediante un pago mensual que es utilizado para la inversión, desarrollo e investigación en energías renovables como son: hidroeléctrica, eólica, solar y biomasa. Su capacidad instalada en Estados Unidos es 16 403 MW, todos estos se obtienen de la explotación de combustibles fósiles entre los que destacan el carbón, gas natural y derivados del petróleo. La empresa *PSI Energy* es tan sólo una filial de la empresa anterior, su capacidad instalada es 3 597 MW.

A corto plazo, se planea implementar más centrales nucleares, experimentar con centrales de biomasa a base de ciclos combinados con gasificación integrada.³⁵ Actualmente se tienen dos centrales solares en prueba que tienen una capacidad total de 1 920 MW, donde se realizan estudios para el mejoramiento de la eficiencia (Tabla II.11).

Tabla II.11 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica de *Duke Energy & PSI Energy* en Estados Unidos

Tecnología	Capacidad Instalada [MW]
Nuclear	9 552
Gas natural	4 252
Carbon	3 609
Hidráulica	2 163
Combustoleo	324
Total	19 900

Fuente: <http://www.duke-energy.com/>

2.2.3.2 ARIZONA POWER SERVICES

Ésta empresa tiene una capacidad de generación instalada de 9 413 MW en Estados Unidos solamente.

a. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el mundo

Esta empresa es local, por lo que fuera de Estados Unidos no tiene presencia en el mercado energético.

³⁵ IGCC, por sus siglas en inglés de “*Integrated Gasification Combined Cycle*”

b. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en Estados Unidos

Arizona Power Services es una compañía privada, que tiene alrededor de doce plantas generadoras, es una de las compañías que tiene la mayor capacidad instalada en Estados Unidos, alcanzando aproximadamente los 9 413 MW; sin embargo, ha apostado por tecnologías convencionales, pues la mayoría de sus centrales son termoeléctricas, a base de combustibles como carbón y gas natural, todas estas centrales esta ubicadas en el estado de Arizona. Cuenta con una planta nuclear en Phoenix, esta planta nuclear es una de las más grandes de este país, pues tiene la mitad de su capacidad total (Tabla II.12).

Tabla II.12 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica de *Arizona Power Services* en Estados Unidos

Tecnología	Capacidad [MW]
Termoeléctrica	5,408
Nuclear	4,000
Solar	5
Total	9,413

Fuente: <http://www.aps.com/>

En 1995, construyeron la primera central solar híbrida, que cuenta con celdas fotovoltaicas, baterías y un sistema de respaldo a base de diesel. Actualmente tiene un programa para promover la utilización de energía solar, y a pesar de que el programa esta en sus inicios, ya cuenta con una capacidad instalada de aproximadamente 5 MW.

2.2.3.3 DOMINION

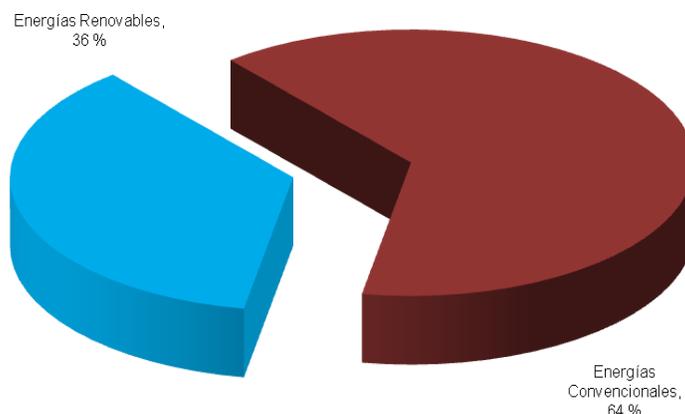
Dominion tiene una capacidad de generación total instalada en Estados Unidos de 1 750 MW.

a. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el mundo

Dominion es una empresa que únicamente genera energía eléctrica en Estados Unidos.

b. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en Estados Unidos

Su capacidad total es 1 750.5 MW, su capacidad en energías renovables es tan sólo de 633.9 MW, esto nos demuestra que la mayor parte de su capacidad instalada proviene de fuentes de energía convencionales, recientemente esta implementando plantas generadoras con fuentes renovables (Figura II.5).



Fuente: DOMINION, 2007.

Figura II.5 Porcentaje de capacidad instalada de generación de energía eléctrica por tipo de fuente de *Dominion* en Estados Unidos

En 2006, esta empresa adquirió 164 MW de una central eólica, que esta constituida de 82 aerogeneradores de 2 MW cada uno, la tecnología que más utilizan es la hidroeléctrica, y en tercer lugar se sitúa la biomasa (Tabla II.13).

Tabla II.13 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en energías renovables de *Dominion* en Estados Unidos

Tecnología	Capacidad Instalada [MW]
Hidroeléctrica	326.9
Eólica	164
Biomasa	143
Total	633.9

Fuente: <https://www.dom.com/>.

2.2.3.4 GEORGIA POWER

Georgia Power tiene una capacidad de generación total instalada de 2 869 MW en Estados Unidos.

a. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el mundo

Esta empresa no tiene instalaciones de generación eléctrica fuera de Estados Unidos, ya que es una empresa local.

b. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en Estados Unidos

Recientemente publicó un plan para implementar centrales generadoras con tecnologías renovables como solar, eólica, biomasa e hidroeléctrica.³⁶ En este programa se le cobra una tarifa a los clientes que se utiliza para el desarrollo e implementación de este tipo de tecnologías, esta compañía específicamente trabaja en el desarrollo del aprovechamiento de la biomasa pues la ven como una de las tecnologías más viables, tienen una capacidad instalada de generación de energía eléctrica de 8 MW.³⁷ El combustible que más utiliza para generar energía eléctrica es el gas natural. La empresa no publica los datos específicos de capacidad instalada de generación de energía eléctrica.

2.3 Canadá

2.3.1 *Capacidad instalada por tipo de energía*

La capacidad total instalada de generación de energía eléctrica en Canadá es 124 GW, las energías renovables alcanzan casi el 60% de la capacidad total instalada, y el resto la obtienen por medio de centrales termoeléctricas y nucleares (Tabla II.14).

³⁶ *Georgia Power's Green Energy Program*

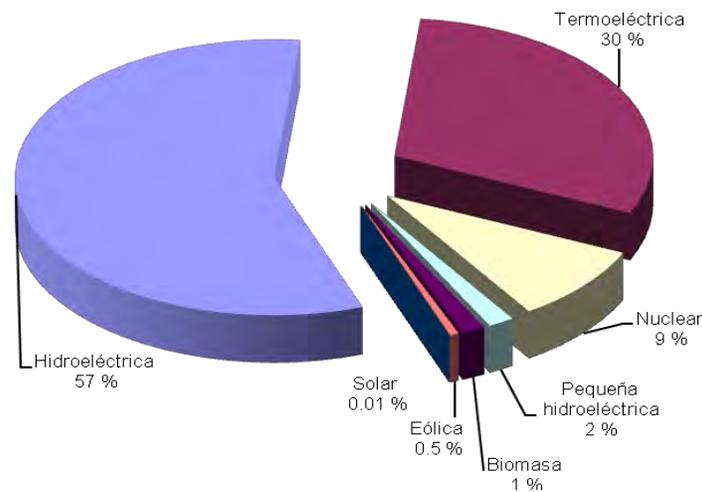
³⁷ *Green Energy Tariff*

Tabla II.14 Capacidad Instalada de generación de energía eléctrica en Canadá

Tecnología	Capacidad Instalada [MW]
Hidroeléctrica	71 000
Termoeléctrica	37 516
Nuclear	11 164
Pequeña hidroeléctrica	2 000
Biomasa	1 830
Eólica	684
Solar	14
Total	124 208

Fuente: NEB, 2005.

La tecnología más utilizada para generar energía eléctrica es la hidroeléctrica que posee más de la mitad de la capacidad total instalada, quedando en segundo lugar las tecnologías termoeléctricas (Figura II.6)



Fuente: NEB, 2005.

Figura II.6 Porcentaje de capacidad instalada por tecnología en Canadá

2.3.1.1 Sector Eólico

En los últimos años se ha reportado un crecimiento importante en este sector, pues se ha triplicado la capacidad instalada, actualmente se cuentan con 684 MW instalados, que representa casi el 0.6 %

de la capacidad total. Se tiene un programa para seguir desarrollando este sector, llamado *Canadian Wind Energy Association*, donde se pretende alcanzar los 7 000 MW al año 2013.³⁸

El crecimiento de este sector en Canadá se ve beneficiado debido a la baja de costos en esta tecnología y al alza de precios de los combustibles fósiles, así como la competencia en el mercado de generación implementada en varios estados a través de Productores Independientes de Energía.

La tecnología se sigue mejorando, según un estudio se aconseja seguir implementando plantas eoloelectricas, pues se consideran una fuente de energía viable comercialmente hablando, para países como Estados Unidos y Canadá.

En Canadá se tienen velocidades de aire adecuadas que podrían ser explotadas para la generación de energía eléctrica. En 2002, el gobierno introdujo Incentivos a la Producción de Energía Eólica, donde se le da una cierta cantidad de dinero por cada kW/h producido por diez años.³⁹

Las regiones que más aportan a la capacidad instalada proveniente de Energía Eólica son Alberta y Québec, pues poseen aproximadamente el 69% y actualmente tiene comprometidos alrededor de 2 800 MW que entrarán en operación en los años siguientes (Tabla II.15).

Tabla II.15 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el sector eólico por Región en Canadá

Región	Capacidad Instalada [MW]
<i>Alberta</i>	275
<i>Québec</i>	212
<i>Saskatchewan</i>	112
<i>Nova Scotia</i>	35
<i>Manitoba</i>	20
<i>Ontario</i>	15
<i>Prince Edward Island</i>	14
<i>Yukon Territory</i>	1
Total	684

Fuente: NEB, 2006(1).

2.3.1.2 Sector Hidroeléctrico

En Canadá se tiene el interés de desarrollar proyectos de pequeñas plantas hidroeléctricas, pero no se cuenta con la regulación necesaria para esto, pues en cada región se tiene un concepto diferente

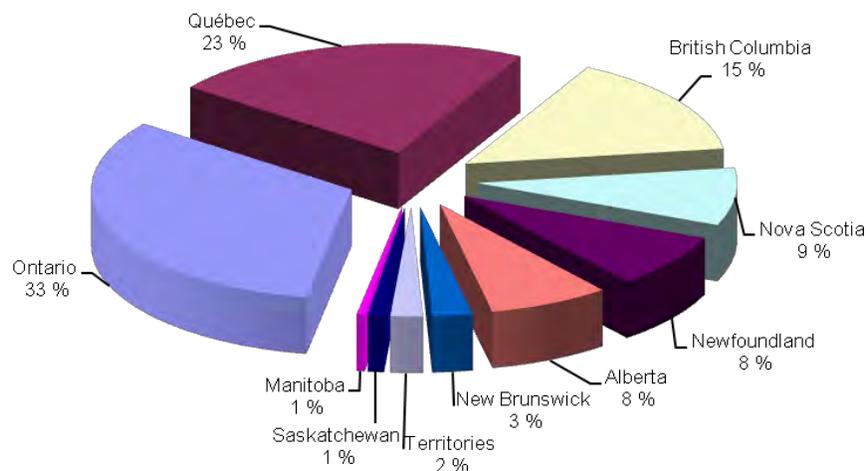
³⁸ (CanWEA)

³⁹ *Wind Power Production Incentive, WPPI*

para definir este tipo de plantas, pues sus capacidades fluctúan entre 2 MW y 50 MW dependiendo la región en que se encuentre la planta, en cuanto a las mini hidroeléctricas son aquellas cuya capacidad instalada esta entre 100 kW y 1 MW; y plantas con capacidad menor a 100 kW se clasifican como plantas micro hidroeléctricas.

La razón principal por la que se piensa en este tipo de plantas hidroeléctricas es por los costos de inversión, pues si se implementa una planta de capacidad mayor, su costo de inversión aumentan considerablemente, con este tipo de plantas se disminuye el impacto ambiental y social que tienen las plantas hidroeléctricas convencionales. En el ámbito regulatorio le pone más énfasis a las centrales convencionales.

Se tiene un programa federal que promueve el desarrollo de esta tecnología para bajar los costos, existe un convenio con la *Laval University* para que se realicen investigaciones de las turbinas eólicas. Las regiones que tienen mayor capacidad instalada de generación de energía eléctrica son Ontario, Québec y British Columbia (Figura II.7).



Fuente: NEB, 2006(1).

Figura II.7 Porcentaje de capacidad instalada de generación eléctrica en el sector mini hidroeléctrico por Región en Canadá

2.3.1.3 Sector Solar Fotovoltaico

Se considera una fuente ilimitada, que puede ser utilizada para el calentamiento de agua, y espacios, iluminación de edificios y generación de electricidad. Canadá es uno de los países que manufacturan este tipo de tecnología a bajos precios.

El crecimiento de este sector se ha visto frenado, los costos de inversión no son competitivos si se comparan con las fuentes convencionales de generación de energía eléctrica, además presenta problemas de interconexión debido a que generan en corriente directa, y si se desea interconectar a la red, se tiene que utilizar un inversor, para convertir la corriente directa en corriente alterna, el costo de este dispositivo es alto e impactaría todavía más los costos de inversión.

La utilización de esta tecnología aún no tiene incentivo fiscal, se propone implementar sistemas híbridos de celdas fotovoltaicas con generadores a base de diesel.

2.3.1.4 Sector Geotérmico

En *British Columbia* se tienen muchas fuentes geotérmicas que se pueden explotar, pero actualmente no hay ninguna planta geotérmica operando, se tiene un proyecto al norte de Vancouver para construir la primera planta geotermoeléctrica en Canadá, que en una primera etapa tendría instalados 100 MW y posteriormente se aumentaría a 200 MW.

Esta tecnología apenas empieza su desarrollo en este país por lo que todavía no se tiene ningún programa que promueva la inversión en este sector, pues se plantean dudas con respecto a sus eficiencia, costos e impactos ambientales. Algunos la consideran como una fuente limpia, eficiente y de costos competitivos.

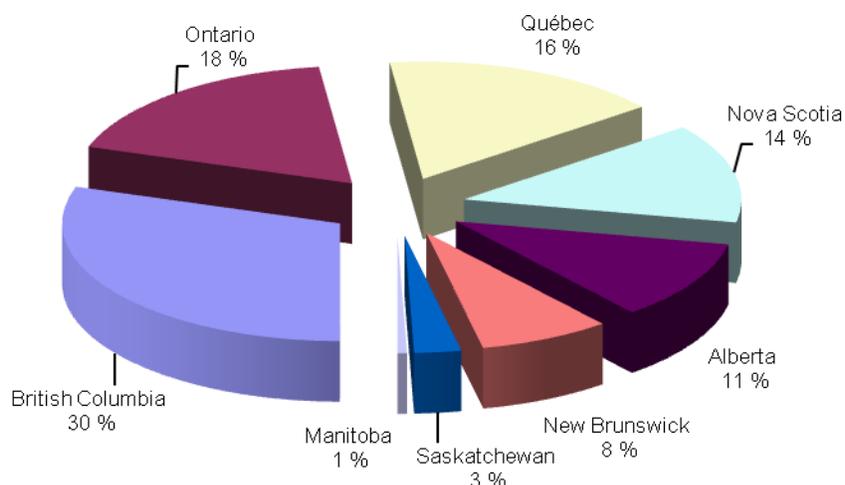
2.3.1.5 Área de Biomasa

En Canadá, la biomasa es una de las fuentes renovables más desarrolladas, en los últimos diez años el incremento de capacidad en el sector biomasa fue mayor al 30%, ya que sus costos de generación empezaron a descender.

Se tienen varias iniciativas para eliminar las barreras que existen en la inversión de generación por biomasa, existe un incentivo fiscal que sólo se pagaría los primeros diez años de operación de la planta. Otras dependencias están encargadas de realizar un manual que ayudaría a los inversionistas a implementar estos proyectos.⁴⁰ La promoción de los Bonos de Carbono ayudaría a ampliar la

⁴⁰ *Environment Canada and Natural Resources Canada, NRCan*

inversión en este sector. *British Columbia, Ontario y Québec* son las regiones que más apuestan a este tipo de plantas (Figura II.8).



Fuente: NEB, 2006(1).

Figura II.8 Porcentaje capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el sector biomasa por Región en Canadá

2.3.2 *Marco legal y políticas públicas*

En Canadá no hay una ley que aplique de forma Federal para la regulación de energía eléctrica, el gobierno Federal únicamente hace un conteo de las importaciones y exportaciones de energía, es por esto que cada Provincia tiene sus propias leyes y empresas generadoras, públicas y/o privadas.

National Energy Board (NEB), es un organismo federal e independiente que se encarga de regular diversos aspectos de la industria energética en Canadá, su propósito principal es fomentar la protección ambiental y la eficiencia económica en el desarrollo de la energía. Esta dependencia recolecta y analiza información de los mercados energéticos, y hace publicaciones y reportes estadísticos de diversos aspectos y comportamientos del mercado eléctrico, también publica el *Energy Market Assessment (EMA)* donde se reporta una perspectiva del abastecimiento y desarrollo de energía que resultan útiles para poder tomar decisiones importantes. La institución encargada de recabar y ordenar todos los datos estadísticos es la *Statistics Canada*, información que es administrada en la *Statistics Act*. En el reporte publicado por esta dependencia *Emerging Technologies in Electricity Generation* se presenta una evaluación de las tecnologías renovables y otras que están surgiendo y que se piensan desarrollar en Canadá a largo plazo.

Los Productores Independientes, autogeneradores y cogeneradores tienen un mercado completamente abierto, en el cual los requisitos son mínimos para poder generar y vender energía eléctrica.

En Canadá se tiene un gran interés de promover proyectos de energías renovables, en eólicas, también se quiere desarrollar minihidroeléctricas y la biomasa así como otras tecnologías, el gobierno federal y estatal esta tratando de desarrollar programas que ayuden al fomento de estas tecnologías. El gobierno federal reduce los impuestos y financia el desarrollo de tecnologías para evitar la producción de CO₂. Los gobiernos estatales, apuestan a la implementación de energías renovables pues se promueve la competencia para ofrecer a la industria energía limpia, la elección del proyecto se fundamenta principalmente en la competitividad económica que presenta, en Ontario se promueve la electricidad a pequeña escala definida como proyectos de menos de 20 MW instalados.

a. Electric Service Business Policy

En la sección donde habla de la inversión privada, se proponen varios incentivos legales y fiscales que se le dan a los inversores privados; sin embargo, se tiene previsto el desarrollo del uso de gas natural, donde se va a incentivar su uso, y los productores que lo utilicen tendrán facilidades en la transmisión de la energía. En los últimos años las empresas públicas no tenían competencia por parte de las empresas privadas, de manera que la participación era mínima. El uso de gas natural es cada vez mayor ya que se usa para el calentamiento de casas, en las zonas donde el frío es constante. En esta ley no se menciona si existen diferencias en la forma de hacer los tramites legales para aquellos inversores que desean implementar una central generadora a base de energías renovables.

2.3.3 Participación de las empresas privadas

En Canadá, no hay una amplia participación de las empresas privadas, y la mayoría de los inversores privados utilizan combustibles fósiles para generar energía eléctrica. Se espera que en los próximos años la inversión privada en tecnologías renovables sea mayor. Las empresas que a continuación vamos a estudiar son las más significativas en Canadá: *TRANSALTA*, *ATCO POWER* y *SNC-LAVALIN*.

2.3.3.1 TRANSALTA

Transalta tiene una capacidad de generación total de 10 244 MW, de los cuales 6 851 MW están instalados en Canadá y 3 393 MW se encuentran en Australia, Estados Unidos y México.

a. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el mundo

Esta empresa tiene 100 años en el sector energético, posee alrededor de cincuenta centrales generadoras de energía eléctrica en Canadá, Estados Unidos y Australia.⁴¹

Los combustibles que utilizan para generar energía eléctrica son gas natural y diesel, en Estados Unidos tienen instalados 2 227 MW (Tabla II.16).

Tabla II.16 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica por tecnología de *Transalta* en el mundo

País	Tecnología	Capacidad Instalada [MW]
Australia	Térmica Convencional	355
Estados Unidos	Carbón	1 404
	Cogeneración	490
	Ciclo Combinado	47
	Térmica Convencional	248
	Geotérmica	327
	Hidráulica	11
Total		2 882

Fuente: El autor a partir de datos de <http://www.transalta.com/>.

b. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en Canadá

Su capacidad instalada en Canadá alcanza los 6 851 MW, a base del uso de combustibles como carbón, gas natural, agua y energías renovables (Tabla II.17).

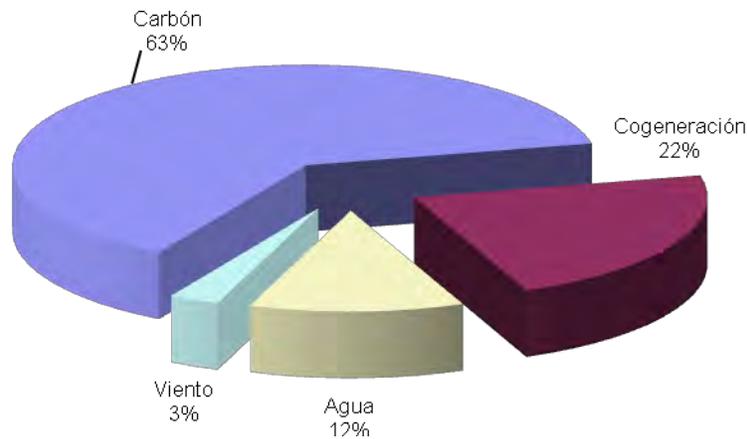
⁴¹ Hasta marzo de 2008, contaba con una capacidad instalada de generación eléctrica de 511 MW; sin embargo esta central fue adquirida por Intergen Aztec Energy.

Tabla II.17 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica por tecnología de Transalta en Canadá

Tecnología	Capacidad Instalada [MW]
Carbón	4 348
Cogeneración	1 513
Hidráulica	801
Eólica	189
Total	6 851

Fuente: El autor a partir de datos de <http://www.transalta.com/>.

El combustible que más se utiliza es el carbón, lo cogeneradores ocupan el segundo lugar y con menor presencia están el agua y el viento. En la Figura II.9, se muestra el porcentaje con el que participan los combustibles en Canadá.



Fuente: El autor a partir de cifras de <http://www.transalta.com/>.

Figura II.9 Porcentaje de uso de combustibles para la generación de energía eléctrica de Transalta en Canadá

En Canadá se espera aumentar la capacidad instalada de las centrales Eólicas pues se tiene un proyecto para instalar una planta de este tipo que tendrá una capacidad de 96 MW.

2.3.3.2 ATCO POWER

ATCO Power tiene una capacidad de generación de 4 840 MW en total, 3 613 MW en Canadá y en Reino Unido y Australia 1 227 MW.

a. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el mundo

Esta empresa es de origen inglés, fue fundada en 1988, con el objetivo de desarrollar proyectos de energía independientes alrededor del mundo, y esto se logró gracias a que en Reino Unido se abrió el mercado eléctrico. Para generar energía eléctrica utiliza en su mayoría gas natural y tecnologías de ciclo combinado, actualmente tiene participación en Reino Unido, Australia y Canadá. Ha venido desarrollando e implementado centrales de cogeneración (Tabla II.18).

Tabla II.18 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica por tecnología de ATCO Power en el mundo

País	Tecnología	Capacidad Instalada [MW]
Reino Unido	Ciclo Combinado	1 000
	Cogeneración	14
Australia	Ciclo Combinado	180
	Cogeneración	33
Total		1 227

Fuente: <http://www.atcopower.com/>

b. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en Canadá

En el caso específico de Canadá, en 1996 a raíz de la desregulación de la generación de la energía en Alberta se creó el *ATCO Group's*, este grupo tiene una capacidad instalada de aproximadamente 5 000 MW con tecnologías como hidroeléctrica, carboeléctrica, y ciclo combinado. Entre las tecnologías renovables que ellos utilizan para generar energía eléctrica están la solar, eólica, hidroeléctrica, geotérmica y biomasa, en la Tabla II.19, se muestra la capacidad instalada por tipo de central, pero cabe destacar que en la mayoría de sus centrales térmicas se utilizan sistemas de cogeneración.

Tabla II.19 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica por tecnología de ATCO Power en Canadá

Tipo de centrales generadoras	Capacidad Instalada [MW]
Termoeléctricas	3 581
Hidroeléctricas	32
Total	3 613

Fuente: <http://www.atcopower.com/>

2.3.3.3 SNC-LAVALIN

SNC-Lavalin posee una capacidad de generación eléctrica de 24 283 MW instalados en total, de los cuales 22 841 MW están instalados en Canadá y 1 442 MW en Estados Unidos e Indonesia.

a. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el mundo

En el mundo, esta empresa ha venido desarrollando varios tipos de tecnologías, entre los que destacan el ciclo combinado, la cogeneración, la termoeléctrica convencional, nucleoelectrica y la hidroeléctrica. Estados Unidos e Indonesia son los países donde presenta un mayor desarrollo (Tabla II.20).

Tabla II.20 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica por tecnología de SNC-Lavalin en el mundo

País	Capacidad Instalada [MW]	Tecnología
Estados Unidos	335	Cogeneración
	40	Residuos Industriales
Indonesia	530	Ciclo Combinado
	400	Térmica convencional
	137	Hidráulica
Total	1 442	

Fuente: El autor a partir de datos de <http://www.snc-lavalin.com/>.

b. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en Canadá

Esta empresa empezó a tener presencia en Canadá a principios de 1900, posee centrales hidroeléctricas y nucleares. El complejo hidroeléctrico más grande de esta empresa a nivel mundial esta instalado en Canadá y cuya capacidad instalada es de 15 800 MW, en la Tabla II.16, se muestra la capacidad instalada de generación eléctrica que tiene en Canadá, predominan las centrales hidroeléctricas y con una participación mínima están las centrales nucleoelectricas, en este país no cuenta con centrales termoeléctricas. A nivel mundial actualmente tiene 250 000 MW instalados alrededor del mundo (Tabla II.21).

Tabla II.21 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica por tecnología de SNC-Lavalin en Canadá

Tipo de Central	Capacidad Instalada [MW]
Hidroeléctrica	21 431
Nucleoelectrica	1 410
<i>Total</i>	<i>22 841</i>

Fuente: El autor a partir de datos de <http://www.snc-lavalin.com/>.

Conclusiones

En este capítulo, se estudiaron las experiencias de España, Canadá y Estados Unidos, en materia de generación eléctrica con energías renovables enfatizando la evolución de el marco regulatorio.

En España, se observaron resultados exitosos, pues la utilización de energías renovables se ha visto beneficiada de manera significativa, la capacidad instalada de generación de energía eléctrica ya alcanza casi la mitad de la capacidad total, la inversión privada en este país es amplia, debido a que el marco regulatorio ha permitido la entrada de empresas privadas en la generación de energía eléctrica.

En Estados Unidos, el marco regulatorio, a pesar de fomentar el uso de energías renovables, no ha logrado el resultado esperado, las empresas privadas invierten más en procesos térmicos que energías alternativas; sin embargo, el aprovechamiento de la energía eólica creció gracias a incentivos fiscales, situando a este país en el tercer lugar a nivel mundial en capacidad instalada. En Estados Unidos la tecnología renovable más utilizada para generar energía eléctrica es la hidroeléctrica, seguida de la biomasa.

En Canadá, el mercado eléctrico esta totalmente desregulado, de manera que no existe ninguna Ley Federal que regule la participación de las empresas privadas, y a pesar de esto, la inversión por parte de las empresas privadas ha sido escasa. La capacidad instalada en centrales hidroeléctricas supera el 50 %, y poco a poco la biomasa y la energía eólica se están utilizando en mayor proporción.

En estos tres países, existen diversos planes para fomentar cada una de las tecnologías renovables; sin embargo, el país que muestra estos planes de manera más fundamentada y estructurada es España, que tiene planes de desarrollo en todos los sectores. En Estados Unidos, sólo hay planes enfocados al sector eólico, hidroeléctrico y biomasa, dejando rezagado el aprovechamiento de la energía solar. Canadá, pone énfasis al sector hidroeléctrico y eólico.

Las experiencias de estos tres países pueden ser una referencia importante para analizar el caso de México en el uso de energías renovables para la generación de energía eléctrica por parte de la iniciativa privada.

Capítulo 3

**Participación privada en la generación
eléctrica en México.**

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

3. Participación privada en la generación eléctrica en México

Introducción.

El sector eléctrico en México está organizado principalmente por dos empresas, Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro, ambas de capital público. Tienen como función generar, transmitir y distribuir energía eléctrica. Desde la nacionalización del Sector Eléctrico, estas empresas administraban todo el sector eléctrico, pero fue en 1975 que se modificó el marco legal para permitir la entrada a la inversión privada en la generación de energía eléctrica. En 1992, se le hizo una reforma importante a la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) para incorporar nuevas modalidades a la generación de energía eléctrica para su venta posterior al servicio público.

Las empresas privadas que generan energía eléctrica, están invirtiendo en tecnologías convencionales a base combustibles fósiles y en específico gas natural, el 89 % de la capacidad de generación instalada utiliza tecnologías convencionales, y las tecnologías renovables sólo ocupan el 11 %.

En la primera parte del capítulo, estudiaremos como se ha desarrollado la participación privada en la generación de energía eléctrica en México. En el marco legal y regulatorio, se explicarán las principales modificaciones que se le hicieron a las leyes para permitir la participación privada y se expondrán las definiciones de las diferentes modalidades en las que la inversión privada puede participar. Además, se describen facultades que se le otorgaron a la Comisión Reguladora de Energía y se explicará brevemente el procedimiento de otorgamiento de un permiso de generación eléctrica. La CRE, ha formulado diversas metodologías para promover la inversión privada en energías renovables, estas acciones serán explicadas brevemente.

En la segunda parte, se hará un estudio de los permisos de generación de energía eléctrica que se han otorgado entre 1992 y 2007. Se detallará la capacidad de generación instalada en las diferentes modalidades: producción independiente, autoabastecimiento, cogeneración, exportación, importación y pequeña producción; se mostrará como han evolucionado, las tecnologías que más se utilizan y las inversiones que se han realizado en los últimos años.

3.1 Marco legal y regulatorio

La Constitución Política de México, dice que sólo “*la Nación puede generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público.*”⁴²

Debido a esto la industria eléctrica presenta una estructura de mercado monopólico, y el sector energético se administra por entidades federales.

*Historia del mercado eléctrico Mexicano*⁴³

Etapa I: Finales del siglo XIX – 1910.

Capital de origen mexicano.

Uso del capital extranjero sólo como complemento.

Las centrales generadoras construidas en ese tiempo, eran heterogéneas, en cuanto al origen del capital y a las tecnologías de generación.

Etapa II: 1910 – 1937.

Retiro del capital mexicano.

Penetración del capital extranjero proveniente de la empresa canadiense *Mexican Light and Power Company* y la estadounidense *American and Foreign Power Company*. Estas empresas sólo daban cobertura al 50% de la población.

Etapa III: 1937 – 1960.

Creación de la Comisión Federal de Electricidad que coexistía con las otras dos empresas extranjeras.

1960 Nacionalización del sector eléctrico, retiro de la inversión privada.

Expansión territorial, en infraestructura eléctrica de generación, transmisión y distribución. Cubrimiento del servicio para el 95% de la población total.

Integración del sistema interconectado.

⁴² Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, Artículo 27.

⁴³ Sección basada en Breceda, 2002 y Sánchez, 2003.

Etapa IV: 1972 – 1992.

Se incorporó el proceso de ciclo combinado a nivel mundial.

Creciente consolidación de centrales generadoras de inversión pública.

Política expansiva de gasto e inversión para satisfacer la demanda de electricidad, misma que superó el crecimiento económico en general.

Electrificación de grandes zonas remotas del país.

Etapa V: 1992 – A la fecha.

Introducción de reformas regulatorias, para permitir la participación privada.

Creación de la Comisión Reguladora de Energía.

Participación privada, cada vez mayor, principalmente Producción Independiente.⁴⁴

a. Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento⁴⁵

Ésta Ley atiende la disposición propuesta en el Artículo 27 de la constitución. En 1992 hace una reforma a la ley con el fin de promover la inversión privada en el sector eléctrico. En el Artículo 3o. de esta Ley se definen todas aquellas acciones que no se consideran servicio público, y por tanto, en las que sector privado puede intervenir:

-  *“La generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción,*
-  *La generación de energía eléctrica por parte de los productores independientes para la su venta a la Comisión Federal de Electricidad (CFE),*
-  *La exportación de energía eléctrica siempre que provenga de autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente y pequeña producción,*
-  *La importación de energía eléctrica siempre que sea destinada al abastecimiento para usos propios, y*
-  *La generación de energía eléctrica destinada a uso en emergencias por falla en el servicio público ”⁴⁶*

⁴⁴ Nombre de acuerdo a la LSPEE. También son conocidos como Productores Externos de Energía (PEE).

⁴⁵ Apartado basado en LSPEE, 1993 y RLSPEE, 2001.

Las acciones que son consideradas servicio público son: la planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN); la generación, conducción, transformación, distribución y venta de energía eléctrica y la realización de obras, instalaciones y trabajos que requieran la planeación, ejecución, operación y mantenimiento del SEN, acciones que serán exclusivas de la CFE.⁴⁷

En el Artículo 36, se tienen las definiciones de las diferentes modalidades en las que se otorgan permisos para que los particulares generen energía eléctrica, que son las siguientes:

I *Autoabastecimiento*⁴⁸

En la cual la generación de energía eléctrica será destinada para la satisfacción de necesidades propias; de ser varios los solicitantes podrán conformar una sociedad, para poder gozar de la energía eléctrica generada por la sociedad permissionaria, y deberán poner a disposición del suministrador⁴⁹ los excedentes de energía eléctrica.

II *Cogeneración*⁵⁰

Este permiso se otorga a aquellos procesos en los cuales se genera energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica, no aprovechada en los procesos de la actividad económica realizada; o cuando se utilicen combustibles producidos en sus procesos para la generación de energía eléctrica. La electricidad generada se debe destinar a la satisfacción de las necesidades de establecimientos asociados a la cogeneración, siempre que la eficiencia energética y económica sea mayor a la obtenida en plantas de generación convencionales, estos permisionarios deberán poner a disposición del suministrador sus excedentes de energía eléctrica.

⁴⁶ LSPEE, 1993. Artículo 3o., <http://www.cre.gob.mx/>.

⁴⁷ LSPEE, 1993. Artículo 4o.

⁴⁸ Apartado basado en LSPEE, 1993. Artículo 36, fracción I.

⁴⁹ El suministrador será Comisión Federal de Electricidad o Luz y Fuerza del Centro según la ubicación de la central generadora.

⁵⁰ Apartado basado en LSPEE, 1993. Artículo 36, Fracción II.

III Producción independiente⁵¹

En esta modalidad la generación de energía eléctrica es destinada únicamente a la venta a la Comisión Federal de Electricidad, y mediante contratos celebrados entre los Productores Independientes de Energía (PIE's) y la Comisión Federal de Electricidad, se establecen las condiciones económicas de la compra – venta de energía eléctrica.

Previo al otorgamiento del permiso, la Comisión Federal de Electricidad hará una licitación y escogerá a la empresa que implementará el proyecto. La vigencia de este tipo de permisos no deberá ser mayor a treinta años y podrán ser renovados a su término.⁵²

IV Pequeña Producción de energía eléctrica⁵³

Estos permisionarios también estarán obligados a vender la totalidad de su producción de energía eléctrica a la Comisión Federal de Electricidad, para poder adquirir un permiso en esta modalidad su capacidad total instalada de generación de energía eléctrica no deberá ser superior a 30 MW; o bien que el proyecto posea una capacidad inferior a 1 MW y el destino de su producción de energía eléctrica sea destinado al abastecimiento de comunidades aisladas o zonas rurales pequeñas, para este caso los usuarios que consuman esta energía eléctrica, deberán formar una sociedad en la cual todos estén incluidos como beneficiarios.

V Importación o exportación de energía eléctrica⁵⁴

Este permiso autoriza la conducción, transformación y la entrega de energía eléctrica, según lo requiera el permisionario. Para el uso de la red del Sistema Eléctrico Nacional, se deberá celebrar previamente un convenio con la Comisión Federal de Electricidad, en éste los permisionarios se comprometen a la contraprestación del servicio en caso de falla.

⁵¹ Apartado basado en LSPEE, 1993. Artículo 36, Fracción III.

⁵² La vigencia de estos permisos por lo general es de 25 años.

⁵³ Apartado basado en LSPEE, 1993. Artículo 36, Fracción IV.

⁵⁴ Apartado basado en LSPEE, 1993. Artículo 36, Fracción V.

Casos en los que no se requiere tramitar un permiso de generación de energía eléctrica:

- ✗ En proyectos con capacidad instalada de generación de energía eléctrica menor a 0.5 MW.
- ✗ Las plantas generadoras, de cualquier capacidad, que sean utilizadas como plantas de emergencia en caso de interrupción en el servicio público de energía eléctrica.

b. Ley de la Comisión Reguladora de Energía

La Comisión Reguladora de Energía (CRE) se constituyó en 1995 como autoridad reguladora. Es una institución autónoma de la Secretaría de Energía (SENER) y actúa como un órgano de consulta de la misma.

La CRE debe asumir actividades regulatorias del gas natural, el gas LP y el sector eléctrico.

En materia de energía eléctrica:

- ✓ *“El suministro y venta de energía eléctrica a los usuarios del servicio público.*
- ✓ *La generación, exportación e importación de energía eléctrica que realicen los particulares.*
- ✓ *La adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público.*
- ✓ *Los servicios de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica, entre las entidades que tengan a su cargo la prestación del servicio público de energía eléctrica y entre éstas y los particulares.”⁵⁵*

En materia de Gas:

- ✓ *“Las ventas de primera mano de gas natural y gas licuado de petróleo.*
- ✓ *El transporte y almacenamiento de gas natural que no sean indispensables y necesarios para interconectar su explotación y elaboración.*
- ✓ *La distribución de gas natural.*
- ✓ *El transporte y la distribución de gas licuado de petróleo por medio de ductos.”⁵⁶*

⁵⁵ LCRE, 1998. Artículo 2.

Todas estas acciones se definen por actividades reguladas.

Participa, conjuntamente con la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y la Secretaría de Energía en la determinación de tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica. Aprueba criterios para determinar el monto de las aportaciones que deben pagar los gobiernos estatales, ayuntamientos o beneficiarios del servicio público de energía eléctrica, en caso de requerir ampliaciones o modificaciones a las instalaciones existentes. Verifica que la energía eléctrica que se adquiera para la prestación del servicio público sea de menor costo y ofrezca estabilidad, calidad y seguridad para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Opina, a solicitud de la SENER, sobre las necesidades de crecimiento o sustitución de la capacidad de generación del SEN, sobre la conveniencia de que la CFE ejecute proyectos o convoque a particulares bajo los términos y condiciones de las convocatorias y bases de licitación, en los que también opina.

Otorga y revoca permisos, aprueba modelos de convenios y contratos para la realización de actividades reguladas y actúa como mediador, en caso de que se susciten controversias de dichas actividades. Ordena visitas de verificación, requiere información y cita a comparecer a las personas que realizan actividades reguladas, y si la ley es violada impone sanciones administrativas. Propone a la SENER actualizaciones del marco jurídico del sector de energía.

La Comisión Reguladora de Energía esta integrada por cinco comisionados, incluyendo al Presidente de ésta, estos decidirán los asuntos por mayoría de votos y el Presidente tendrá el voto de calidad. Los comisionados serán designados por el Titular del Ejecutivo Federal, a propuesta del Secretario de Energía, su período en este cargo será de cinco años y podrá ser renovado.

El Presidente deberá coordinar las actividades de la Comisión, instrumentar, ejecutar y vigilar la aplicación de las políticas internas, formular un anteproyecto de presupuesto de la Comisión, publicar un informe anual sobre el desempeño de la Comisión.

c. Ley Federal de Derechos

En la Ley Federal de Derechos, se establece el monto que se debe pagar por los servicios que presta la CRE; por efectos de análisis, evaluación de la solicitud y, en caso de que este trámite sea

⁵⁶ Ídem.

aceptado, por la expedición del título de permiso. Este pago deberá ser cubierto conforme a las cuotas establecidas en el Artículo 56 de ésta Ley (Tabla III.1).

Tabla III.1 Pago de Derechos en materia de energía eléctrica

Capacidad de generación instalada	Cuota [\$]
Hasta 10 MW	69,620.00
Mayor a 10 y hasta 50 MW	90,853.00
Mayor a 50 MW y hasta 200 MW	134,343.00
Mayor a 200 MW	568,229.00

Fuente: LFD, 2007

En el Artículo 56 Bis. de la Ley Federal de Derechos se establece que:

“En ningún caso se pagará el derecho de permiso de generación de energía eléctrica por el análisis, evaluación de la solicitud y, en su caso, la expedición o modificación del título de permiso, exclusivamente, cuando sea bajo las modalidades de fuentes de energía renovables.”⁵⁷

Por lo que con esta medida se les incentiva la participación en la inversión con energías renovables.

d. Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente

En esta ley se asigna a los Estados y al Distrito Federal el diseño, desarrollo y aplicación de instrumentos económicos para incentivar a todos aquellos que realicen acciones para la protección, preservación del equilibrio ecológico.⁵⁸

Otorga instrumentos económicos de carácter fiscal, que son aquellos que incentivan la preservación, protección, restauración o aprovechamiento sustentable de los recursos naturales y el ambiente, así

⁵⁷ LFD, 2007. Artículo 56 Bis.

⁵⁸ LGEEPA, 2000. Sección III – Instrumentos Económicos, Artículo 21.

como la formación de programas, proyectos, estudios e investigación científica y tecnológica para la preservación del equilibrio ecológico y protección al ambiente.⁵⁹

Las actividades que se consideran prioritarias, para el otorgamiento de estímulos fiscales son:

- ✓ *“La investigación, incorporación o utilización de mecanismos, equipos y tecnologías que tengan por objeto evitar, reducir o controlar la contaminación o deterioro ambiental, así como el uso eficiente de recursos naturales y de energía;*
- ✓ *La investigación e incorporación de sistemas de ahorro de energía y de utilización de fuentes de energía menos contaminantes;*
- ✓ *El ahorro y aprovechamiento sustentable y la prevención de la contaminación del agua;*
- ✓ *La ubicación y reubicación de instalaciones industriales, comerciales y de servicios en áreas ambientalmente adecuadas;*
- ✓ *El establecimiento, manejo y vigilancia de áreas naturales protegidas, y*
- ✓ *En general, aquéllas actividades relacionadas con la preservación y restauración del equilibrio ecológico y la protección al ambiente.”⁶⁰*

e. Contrato de interconexión para Fuente de Energía Solar en Pequeña Escala⁶¹

El objetivo principal del contrato es realizar y mantener la interconexión entre el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) entre el Suministrador (Comisión Federal de Electricidad o Luz y Fuerza del Centro) y el Generador (Fuente de energía solar en pequeña escala).

Este contrato aplica a todos los generadores con Fuente de energía solar en pequeña escala con capacidad de generación menor o igual a 30 kW, que se interconectan a la red eléctrica del Suministrador con tensiones inferiores a 1 kV y no requieren hacer uso del SEN para portear energía a sus cargas. Su vigencia tiene duración indefinida, el generador se compromete a poner a disposición del suministrador su energía producida y el éste se compromete a recibirla hasta por un total de energía establecida en este contrato.

⁵⁹ LGEEPA, 2000. Artículo 22.

⁶⁰ LGEEPA, 2000. Artículo 22 Bis.

⁶¹ Publicado en el diario oficial el 27 de junio de 2007.

La potencia máxima a instalar dependerá del servicio, para usuarios con servicio residencial no deberá ser mayor a 10 kW y para usuarios con servicio de uso general en baja tensión será de hasta 30 kW.

Las inversiones para la construcción de las instalaciones, así como cualquier modificación que sea necesario realizar a las instalaciones existentes para lograr la interconexión serán a cargo del generador y las realizará bajo la supervisión del suministrador.

Los medidores y equipos de medición utilizados para medir el intercambio de energía (la energía entregada por el generador al suministrador y la que entregue el suministrador al generador), serán instalados por el suministrador, pero el generador pagará la diferencia entre el costo del equipo necesario para realizar la medición neta y el costo del equipo convencional que instalaría el suministrador. El generador puede instalar y mantener sus propios medidores y equipo de medición de reserva en el punto de interconexión, siempre y cuando cumplan con las normas y prácticas establecidas por el suministrador.

La facturación del consumo de kWh del generador, se calculará como la diferencia entre la energía eléctrica entregada por el suministrador y la entregada por el generador. Cuando la diferencia sea negativa se considerará como un crédito a favor del generador que podrá ser compensado dentro del período de 12 meses, después de este tiempo el crédito será cancelado. Cuando la diferencia sea positiva, se considerará como un crédito a favor del suministrador y se facturará en la tarifa aplicable.

El generador no debe modificar los equipos en sus instalaciones que están asociados a la desconexión de su fuente de energía, ni a los asociados a la desconexión de sus instalaciones de las instalaciones del suministrador, en caso contrario el generador deberá responder por los daños que cause al suministrador.

f. Resolución RES/140/2001, Convenio para el servicio de transmisión de energía eléctrica para Fuentes de Energías Renovables

Este convenio establece los límites de transmisión asociados al punto de carga. Si el permisionario solicita el Servicio de Transmisión para transportar energía eléctrica de su propiedad desde el sitio donde se ubica su fuente de energía renovable hasta donde se localizan sus Centros de Consumo,

este servicio será de uso exclusivo de la energía en beneficio del permisionario y de sus copropietarios, establecimientos asociados o socios incluidos en el Permiso.

El permisionario se obliga a pagar al suministrador el servicio de transmisión de energía eléctrica, la vigencia de este convenio se establecerá de mutuo acuerdo de las Partes. El pago que realizará el permisionario por el servicio de transmisión se calculará según la Metodología de Transmisión para Fuentes de Energía Renovables. Esta Metodología fue publicada por primera vez en el diario oficial el 7 de septiembre de 2001, y su última modificación fue el 9 de julio de 2007 con el fin de describir todos los posibles casos que se pueden presentar y elegir el modelo matemático que se utilizará para calcular el costo del servicio de transmisión.

Procedimiento administrativo para el otorgamiento de un permiso de generación de energía eléctrica

Una de las principales actividades que realiza la CRE, es el otorgamiento de permisos de generación eléctrica. Este procedimiento administrativo, debe realizarlo cualquier empresa privada interesada en invertir en la generación de energía eléctrica bajo las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración, exportación, importación y pequeña producción. A continuación, se explican brevemente los principales procedimientos a los que se somete una solicitud de generación de energía eléctrica.

1. Se debe realizar un pago a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, por el monto indicado en la Ley Federal de Derechos.⁶²
2. Éste pago se entregará con la “Solicitud de Permiso de Generación de Energía Eléctrica”, dependiendo de la modalidad que se desee tramitar, y la documentación especificada en dicha solicitud.⁶³
3. En la Dirección General de Electricidad de la CRE, se hace un Análisis Técnico. Simultáneamente en la Dirección de Asuntos Jurídicos de esta misma dependencia, se realiza un Análisis Jurídico, ambos deberán realizarse en máximo 10 días hábiles.⁶⁴
4. Si los Análisis tanto Técnico como Jurídico, no están conformes, la CRE requerirá información complementaria al solicitante, y se hará una segunda examinación de la solicitud.

⁶² LFD, 2007. Artículos 56 y 56 Bis.

⁶³ RSPEE, 2001. Sección III. De los permisionarios. Artículos 82 y 83.

⁶⁴ RSPEE, 2001. Sección III. De los permisionarios. Artículo 84.

Si en ésta no cumplen los requisitos, la solicitud será desechada.

Si estos Análisis (en su primera o segunda etapa) no tienen ninguna inconformidad, serán admitidos a trámite y se solicitará la opinión del suministrador. El suministrador deberá dar respuesta en no más de 30 días hábiles.⁶⁵

5. Después de la recepción de la Opinión del Suministrador se formulará la Resolución, que dará los fundamentos jurídicos para el otorgamiento del Título de Permiso.
6. Notificar a la CRE, la fecha en que las obras hayan sido concluidas, en un plazo no mayor a 15 días hábiles.⁶⁶
7. Cuando se inicie la operación de las instalaciones, se deben informar diversos aspectos técnicos:
 - ☞ Tipo y volumen del combustible utilizado.
 - ☞ Cantidad de energía eléctrica generada, especificando la parte que es utilizada por el permisionario y la que es entregada al suministrador.⁶⁷

3.2 Capacidad de generación instalada en inversión privada

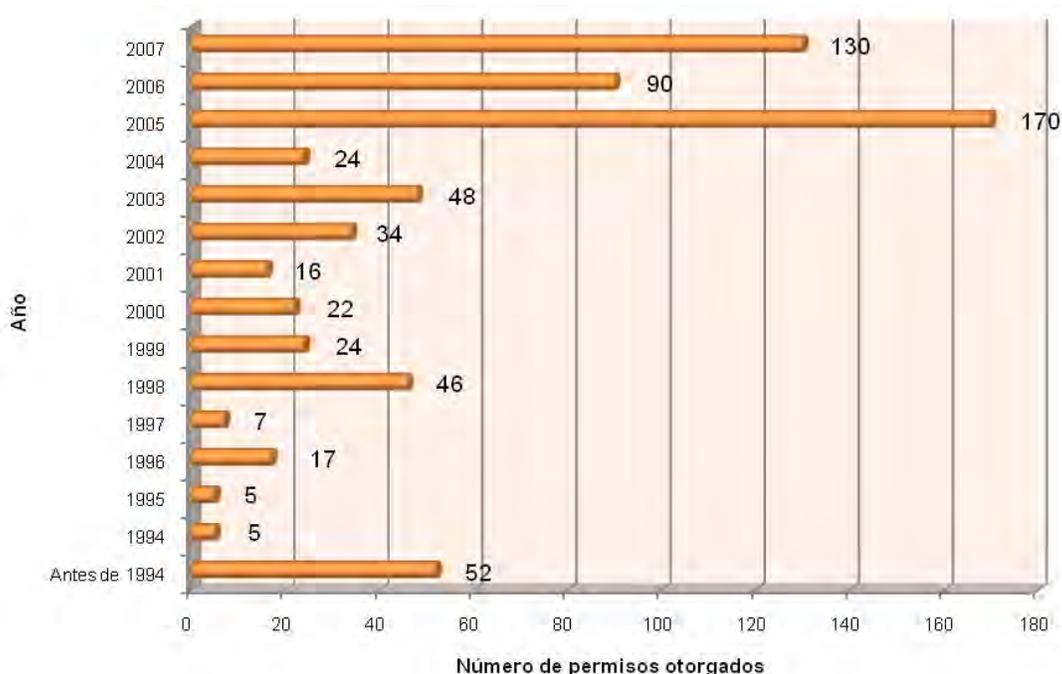
La inversión privada en la generación de energía eléctrica ha aumentando, antes de 1994 se tenían sólo 52 permisos otorgados bajo la modalidad de usos propios continuos. En los primeros años después de la reforma de la LSPEE, el número de permisos otorgados era bajo. En 2005, se otorgaron 170 permisos triplicando la cantidad de los permisos otorgados en 1998 (Figura III.1).

La capacidad instalada de generación de energía eléctrica de privados hasta octubre de 2007, es 24 675 MW de los cuales en operación únicamente se tienen 20 907 MW, debido a que el resto esta en construcción y todavía no entra en operación. Es importante resaltar que para cálculos reflejados en los datos de la Prospectiva del Sector Eléctrico, sólo se toma en cuenta la capacidad instalada que esta en operación y se elimina aquella capacidad instalada que proviene de permisos de importación, debido a que la energía eléctrica que se consume, es externa a la generada dentro del país.

⁶⁵ Ídem.

⁶⁶ RLSPEE, 2001. Sección IV. De las obligaciones de los permisionarios, Artículo 90, Fracción II.

⁶⁷ RLSPEE, 2001. Sección IV. De las obligaciones de los permisionarios, Artículo 90, Fracción VI.



Fuente: El autor a partir de cifras de la CRE, <http://www.cre.gob.mx/>.

Figura III.1 Evolución del otorgamiento de permisos por año

La modalidad de Productor Independiente es la que presenta la mayor capacidad instalada de generación de energía eléctrica, seguida de Autoabastecimiento y Cogeneración (Tabla III.2).

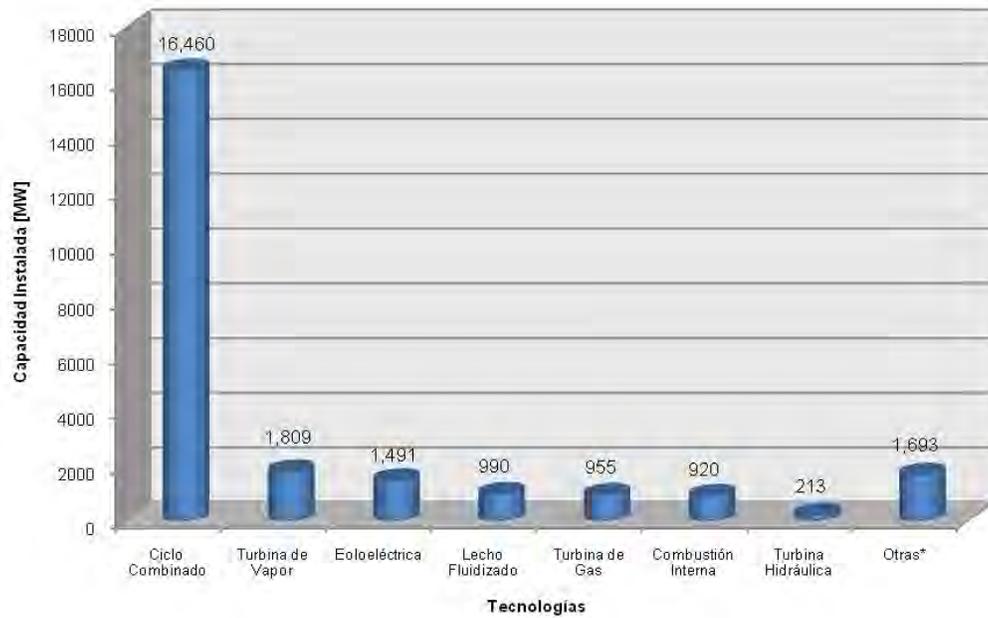
Tabla III.2 Capacidad Instalada de generación de energía eléctrica por modalidades

Modalidad	Capacidad Instalada [MW]			Total
	En operación	En construcción	Inactivo	
Productor Independiente	12 556.590	596.500	0.000	<i>13 153.090</i>
Autoabastecimiento	3 617.218	2 070.934	3.417	<i>5 691.569</i>
Cogeneración	2 676.842	53.500	114.500	<i>2 844.842</i>
Exportación	1 330.370	901.000	0.000	<i>2 231.370</i>
Usos Propios Continuos*	486.336	0.000	20.000	<i>506.336</i>
Importación	239.724	2.000	1.500	<i>243.224</i>
Pequeña Producción	0.000	5.000	0.000	<i>5.000</i>
Total	20 907.080	3 628.934	139.417	24 675.431

* Usos Propios Continuos, es una modalidad en la que ya no se otorgan permisos, esta capacidad que se presenta proviene de permisos otorgados antes de 1992 que todavía están activos.

Fuente: El autor a partir de cifras de la CRE, <http://www.cre.gob.mx/>.

La tecnología más utilizada para generar energía eléctrica es el ciclo combinado con 16 460 MW, seguido por la turbina de vapor con sólo 1 809 MW y la eoloeléctrica con 1 491 MW, las demás tecnologías no alcanzan los 1000 MW (Figura III.2).



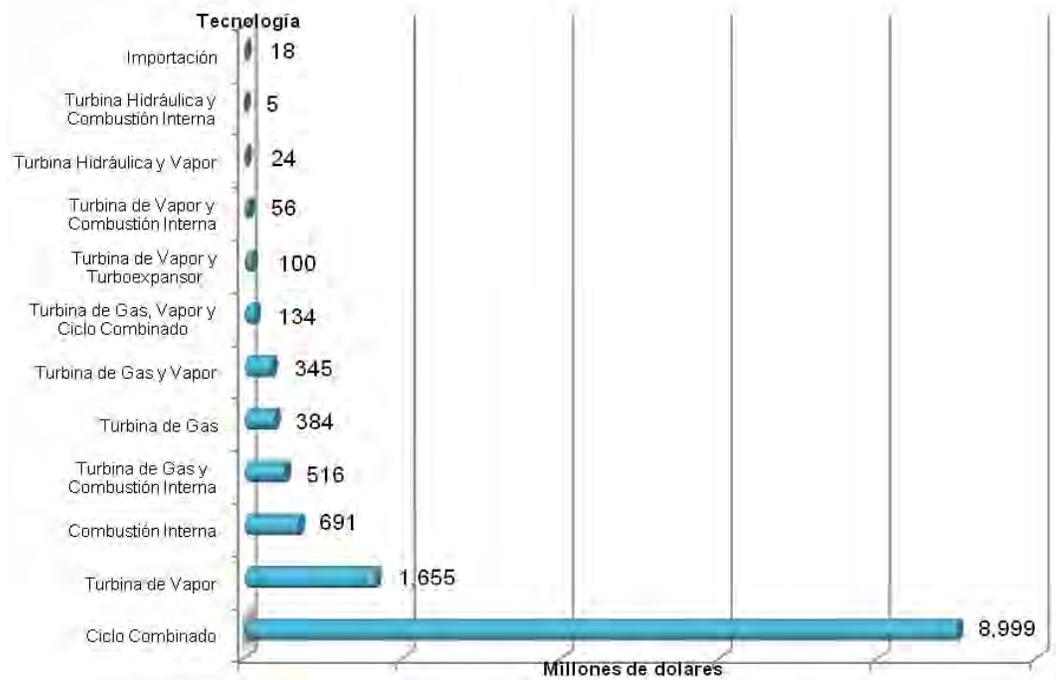
* Incluye tecnologías combinadas como: Turbina de gas y combustión interna, Turbina de gas y vapor, Turbina gas, vapor y ciclo combinado, Turbina de vapor y turboexpansor, Turbina de vapor y combustión interna, Turbina hidráulica y vapor, y Turbina hidráulica y combustión interna.

Fuente: El autor a partir de cifras de la CRE, <http://www.cre.gob.mx/>.

Figura III.2 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica por tecnología

La inversión total fue de 16 213 MMUSD, ciclo combinado tiene una inversión de 9 000 millones de dolares aproximadamente, turbina de vapor 1 655 millones de dolares y combustión interna con 691 millones de dolares (Figura III.3).

La inversión en millones de dolares por megawatt instalado, es un parametro importante, pues se puede observar que el MW instalado en la modalidad de Productor Independiente es el más barato, 0.55 MMUSD/MW.

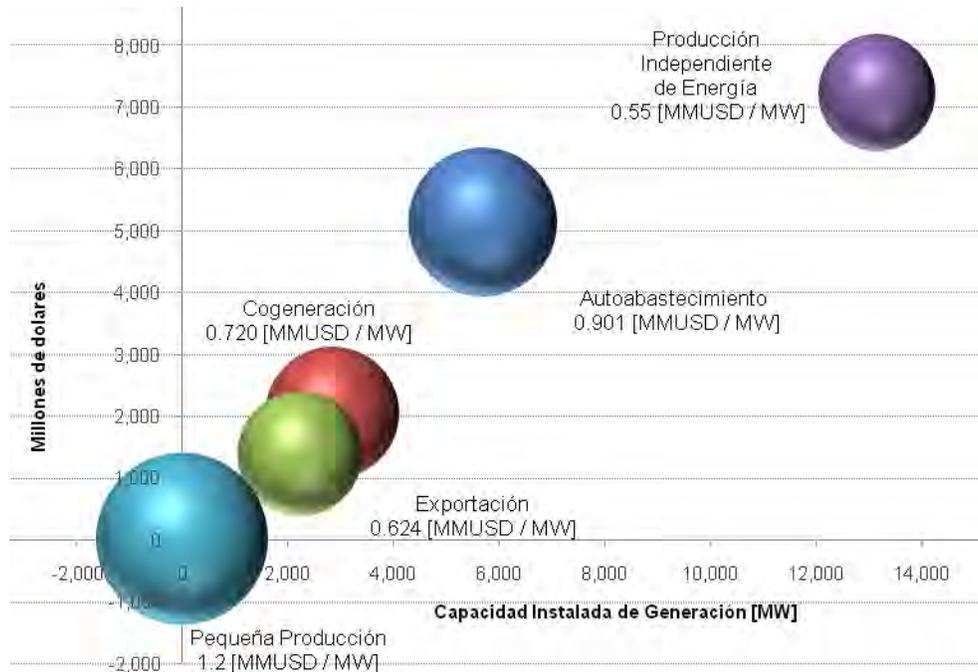


Fuente: El autor a partir de cifras de la CRE, <http://www.cre.gob.mx/>.

Figura III.3 Inversión por tecnología

Las modalidades como Exportación y Cogeneración han gastado menos en la inversión que las modalidades de Autoabastecimiento y Pequeña Producción 1.2 MMUSD/MW, siendo esta última la que más invirtió (Figura III.4). En este caso, no se estudia para la modalidad de Importación ni Usos Propios Continuos, debido a que estos datos no los reportan en las estadísticas publicadas en el sitio web de la CRE.

Más adelante, se estudiará que el impacto que generan los costos de inversión, por modalidad, dependen en gran parte por la tecnología que se utiliza.



Fuente: El autor a partir de cifras de la CRE, <http://www.cre.gob.mx/>.

Figura III.4 Inversión por Modalidad, (Millones de dólares por cada MW instalado)

A continuación, se describirá la capacidad instalada de las modalidades: productor independiente, autoabastecimiento y cogeneración, así como de las que utilizan energías renovables y no renovables, en cada una de estas se presentará la evolución del otorgamiento de permisos por año, la capacidad instalada de generación de energía eléctrica y la inversión, ambas por tecnología.

3.2.1 Productores Independientes

Actualmente se tienen veintidós permisos bajo la modalidad de Productor Independiente de energía eléctrica, alcanzando una capacidad instalada de generación eléctrica de 13 153 MW (Tabla III.3), de los cuales aún no entran en operación 596.5 MW. El primer permiso que se otorgó bajo esta modalidad fue en febrero de 1997; sin embargo, la primera planta entró en operación en mayo del año 2000.

Tabla III.3 Capacidad Instalada de generación de energía eléctrica bajo la modalidad de Productor Independiente

Permisionario	Capacidad Autorizada [MW]	Empresa Inversionista
AES MERIDA III, S. DE R.L. DE C.V.	531.500	AES YUCATÁN, S. DE R.L. DE C.V.
FUERZA Y ENERGIA DE HERMOSILLO, S.A. DE C.V.	252.700	UNIÓN FENOSA
CENTRAL ANAHUAC, S.A. DE C.V.	568.600	GAS NATURAL**
CENTRAL SALTILLO, S.A. DE C.V.	247.500	GAS NATURAL**
ENERGIA AZTECA VIII, S. DE R. L. DE C.V.	597.000	INTERGEN AZTEC ENERGY
ELECTRICIDAD AGUILA DE TUXPAN, S. DE R.L. DE C.V.	535.560	MITSUBISHI CORP.
IBERDROLA ENERGIA MONTERREY, S.A. DE C.V.	570.000	IBERDROLA ENERGÍA
TRANSALTA CAMPECHE, S.A. DE C.V.	275.000	INTERGEN AZTEC ENERGY*
ELECTRICIDAD ÁGUILA DE ALTAMIRA, S. DE R.L. DE C.V.	565.300	GAS NATURAL***
FUERZA Y ENERGIA DE NACO-NOGALES, S.A. DE C.V.	339.300	UNIÓN FENOSA
ENERGIA AZTECA X, S. DE R.L. DE C.V.	597.250	INTERGEN AZTEC ENERGY
FUERZA Y ENERGIA DE TUXPAN, S.A. DE C.V.	1 120.000	UNIÓN FENOSA
IBERDROLA ENERGIA ALTAMIRA, S.A. DE C.V.	1 153.700	IBERDROLA ENERGÍA
TRANSALTA CHIHUAHUA, S.A. DE C.V.	317.900	INTERGEN AZTEC ENERGY*
CENTRAL LOMAS DE REAL, S.A. DE C.V.	541.000	GAS MÉXICO**
CENTRAL VALLE HERMOSO, S.A. DE C.V.	547.000	GAS MÉXICO**
IBERDROLA ENERGÍA LA LAGUNA, S.A. DE C.V.	517.800	IBERDROLA ENERGÍA
ENERGIA ALTAMIRA, S.A. DE C.V.	1 088.840	IBERDROLA ENERGÍA
COMPAÑÍA DE GENERACION VALLADOLID, S. DE R.L. DE C.V.	563.400	mitsui & co ltd / VALLADOLID INTERNATIONAL INVESTMENTS
ELECTRICIDAD SOL DE TUXPAN, S. DE R.L. DE C.V.	548.400	MITSUBISHI CORP.
IBERDROLA ENERGIA TAMAZUNCHALE, S.A. DE C.V.	1 078.840	IBERDROLA ENERGÍA
FUERZA Y ENERGÍA DE NORTE DURANGO, S. A. DE C. V. (Que entrará en operación en 2010)	596.500	UNIÓN FENOSA
TOTAL	13 153.090	

* Estas centrales pertenecían a la empresa canadiense Transalta, en marzo de 2008 las centrales de ciclo combinado fueron adquiridas por Intergen Aztec Energy.

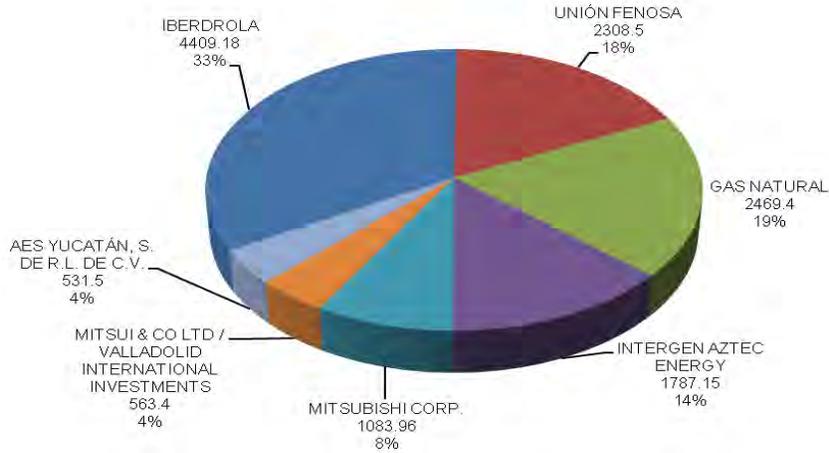
** Estas centrales pertenecían a EDF International, mismas que fueron compradas por Gas Natural en diciembre de 2007.

*** Esta central pertenecía a Mitsubixhi Corp., fue adquirida por Gas Natural en diciembre de 2007.

Fuente: El autor a partir de datos de la CRE, <http://www.cre.gob.mx/>, <http://www.cincodias.com/> y <http://www.empresaexterior.com/>

La tecnología que se utiliza en estas veintidós centrales es ciclo combinado. Las empresas que mayor presencia tienen en esta modalidad son españolas, como Iberdrola, Unión Fenosa y Gas

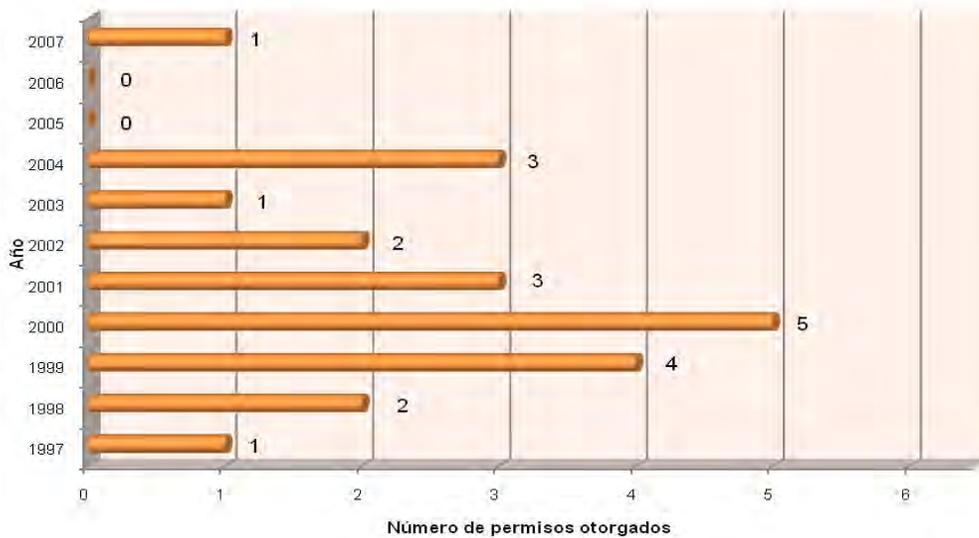
México (filial de Gas Natural), otra con una capacidad significativa es Intergen Aztec Energy (Figura III.5).



Fuente: El autor a partir de datos de la CRE, <http://www.cre.gob.mx/>, <http://www.cinco dias.com/> y <http://www.empresa exterior.com/>

Figura III.5 Porcentaje de capacidad instalada de energía eléctrica bajo la modalidad de Productor Independiente por empresa.

En 1997 se otorgó el primer permiso bajo esta modalidad, para el año 2001 ya se tenían 15 permisos otorgados, siendo este período en el que se desarrollo con mayor rapidez. De 2002 al 2007 tan sólo se han otorgado 7 permisos (Figura III.6).



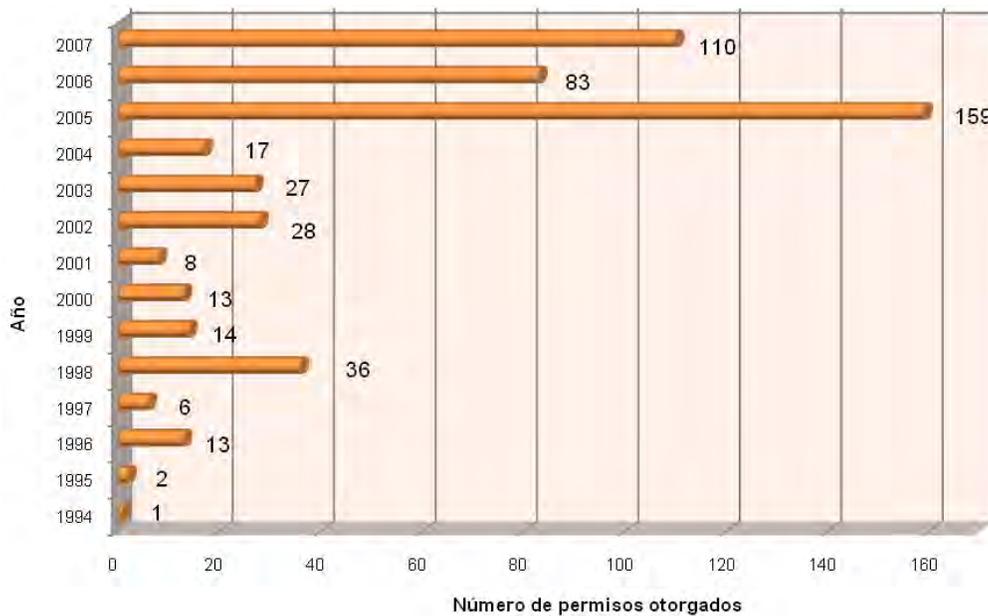
Fuente: El autor a partir de cifras de la CRE, <http://www.cre.gob.mx/>

Figura III.6 Evolución de los permisos de Productor Independiente por año

La inversión promedio en una central de ciclo combinado es aproximadamente de 550 MMDD/MW, por lo que las empresas públicas prefieren instalar este tipo de tecnología, que además tiene a su favor el poco tiempo de construcción que presentan.

3.2.2 Autoabastecimiento

En 1994, se otorgó el primer permiso bajo la modalidad de autoabastecimiento. En la primera mitad, desde 1994 hasta el año 2000, tan sólo se habían otorgado 85 permisos. De 2001 a 2007 se otorgaron 432 permisos. El crecimiento de la segunda mitad del período estudiado, con respecto de la primera mitad, se quintuplico. En total se han otorgado 517 permisos bajo esta modalidad (Figura III.7).



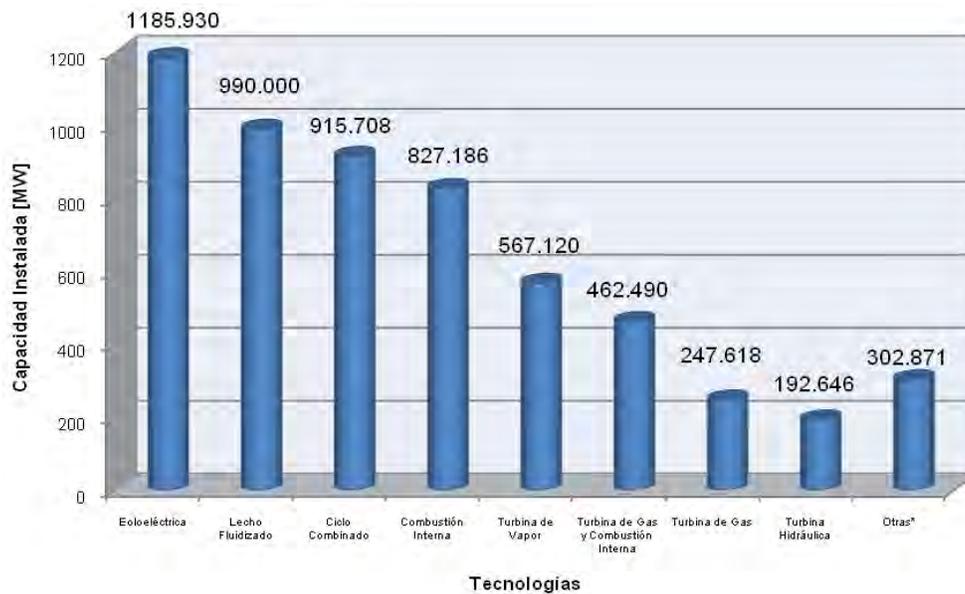
Fuente: El autor a partir de cifras de la CRE, <http://www.cre.gob.mx/>.

Figura III.7 Evolución de los permisos de Autoabastecimiento por año

Las empresas mayoritarias en esta modalidad son: Iberdrola con 659 MW, GDC Generadora con 480 MW, Termoeléctrica del Golfo con 250 MW, Termoeléctrica Peñoles con 260 MW y Eurus con 250 MW. Existen otras muchas empresas con capacidad de generación menor a estas, un aspecto

importante es destacar que la participación de empresas de servicios ha venido aumentando significativamente.

En esta modalidad, las tecnologías que poseen mayor capacidad instalada de generación de energía eléctrica son eoloeléctrica, lecho fluidizado y ciclo combinado, con 1 186, 990 y 916 MW, respectivamente, cabe aclarar que estas capacidades incluyen aquellas que todavía no entran en operación (Figura III.8). Las tecnologías menos utilizadas son la turbina hidráulica, la turbina de gas con 193 y 248 MW.



* Incluye: Turbina de gas, vapor y ciclo combinado, Turbina de vapor y ciclo combinado, Turbina de gas y vapor y Turbina hidráulica y combustión interna.

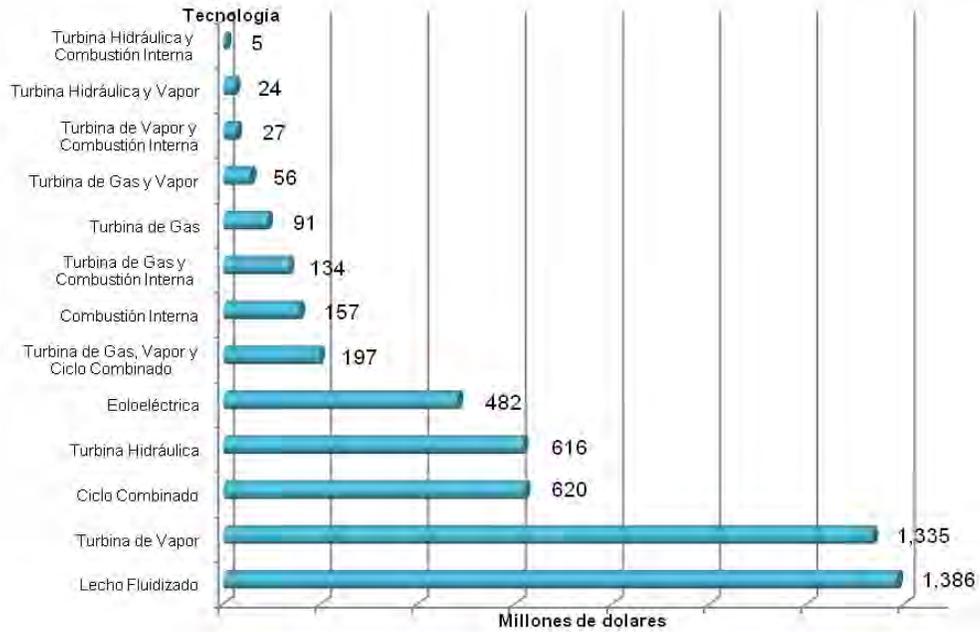
Fuente: El autor a partir de cifras de la CRE, <http://www.cre.gob.mx/>

Figura III.8 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica bajo la modalidad de Autoabastecimiento por tecnología

La inversión total en esta modalidad es de 5 129 MMUSD, en tecnologías como lecho fluidizado y turbina de vapor se tienen inversiones que superan los 1 300 millones de dólares, las tecnologías que le siguen son turbina hidráulica y ciclo combinado con poco más de 600 millones de dólares y la eoloeléctrica con 480 millones de dólares, las tecnologías restantes como combustión interna, turbina de gas y combinadas, tienen una inversión menor de 200 millones de dólares (Figura III.9).

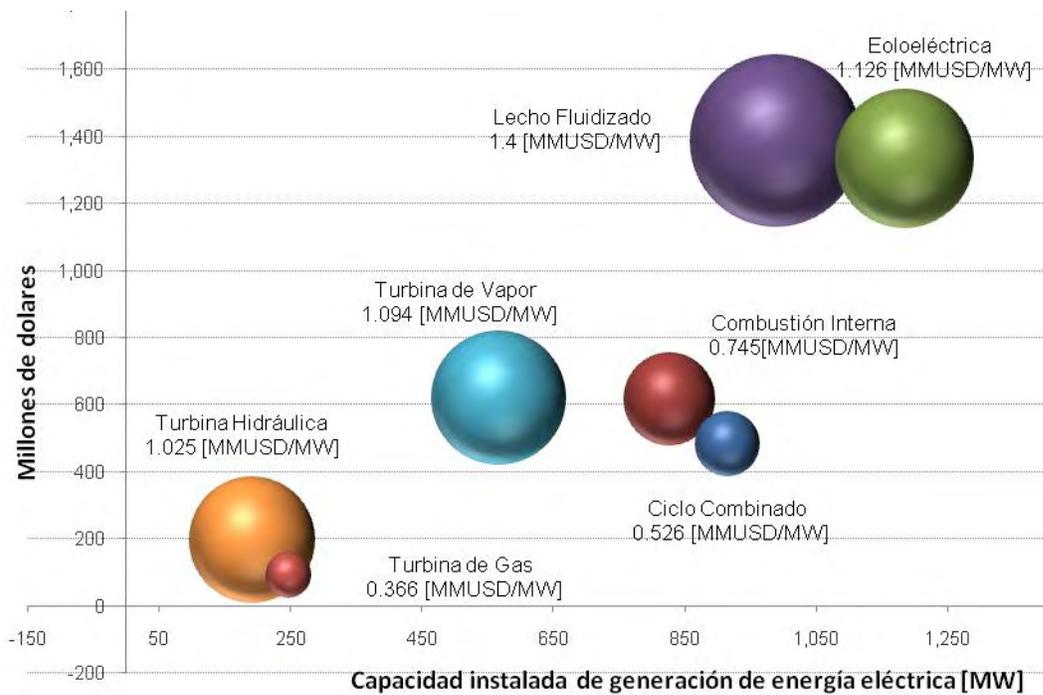
Las tecnologías más caras, (Figura III.10) son las que usan energías renovables, el lecho fluidizado, la eoloeléctrica, con 1.4 y 1.126 MMUSD/MW, tecnologías como la turbina hidráulica y turbina

de vapor, 1.094 y 1.025 MMUSD/MW respectivamente, también resultan costosas. Las tecnologías más baratas son turbina de gas y ciclo combinado con 0.366 y 0.526 MMUSD/MW.



Fuente: El autor a partir de cifras de la CRE, <http://www.cre.gob.mx/>

Figura III.9 Inversión por tecnología bajo la modalidad de Autoabastecimiento



Fuente: El autor a partir de cifras de la CRE, <http://www.cre.gob.mx/>

Figura III.10 Inversión en Autoabastecimiento (Millones de dólares por cada MW instalado)

3.2.3 Cogeneración

En esta modalidad PEMEX, es la única empresa pública que tiene participación en esta modalidad, posee dieciocho de los cincuenta y dos permisos que se han suministrado desde 1994, que fue cuando se otorgó el primer permiso bajo esta modalidad. PEMEX tiene una capacidad instalada de 1 585 MW (Tabla III.4).

Tabla III.4 Capacidad Instalada de generación de energía eléctrica bajo la modalidad de Cogeneración

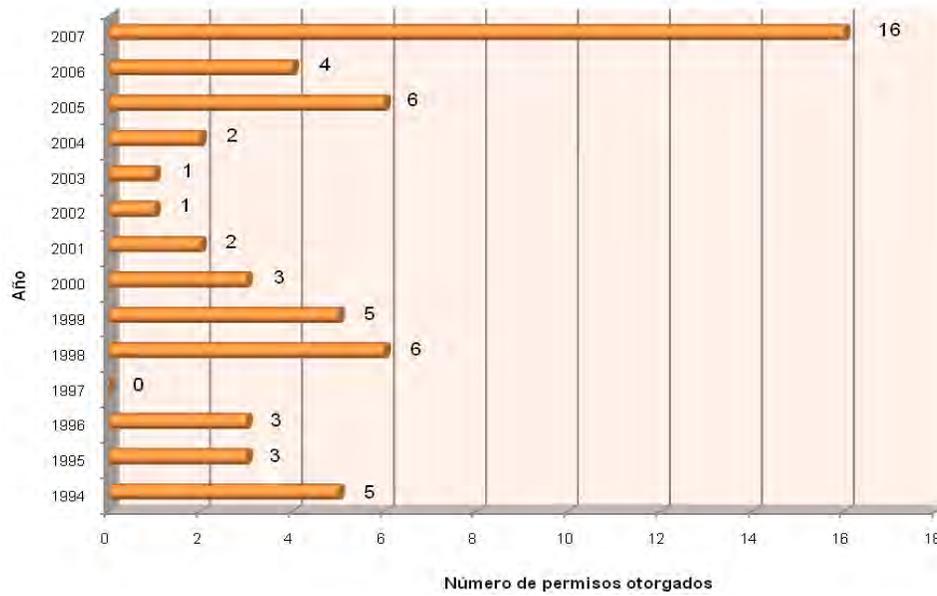
Permisionario	Capacidad Autorizada [MW]
PEMEX	1 585.145
COMPAÑÍA DE NITROGENO DE CANTARELL, S.A. DE C.V.	361.000
TRACTEBEL ENERGIA DE MONTERREY, S. DE R.L. DE C.V.	284.016
ENERTEK, S.A. DE C.V.	120.000
ENERGIA ELECTRICA DE QUINTANA ROO, S.A. DE C.V.	114.500
PROCTER & GAMBLE MANUFACTURA, S. DE R.L. DE C.V.	44.921
PIASA COGENERACIÓN, S.A. DE C.V.	40.000
CORRUGADOS ESTRELLA, S.A. DE C.V.	35.000
TRIGEN ALTAMIRA, S.A. DE C.V.	27.530
OTROS (31 Permisionarios con capacidades inferiores a 20 MW)	239.260
TOTAL	2 851.372

Fuente: El autor a partir de cifras de la CRE, <http://www.cre.gob.mx/>

Desde 1994 hasta el año 2000, sólo se habían otorgado 25 permisos; de 2001 a 2007, se otorgaron 32 permisos. En el año en el que se otorgaron más permisos bajo esta modalidad fue el 2007, pues se otorgaron 16 permisos (Figura III.11).

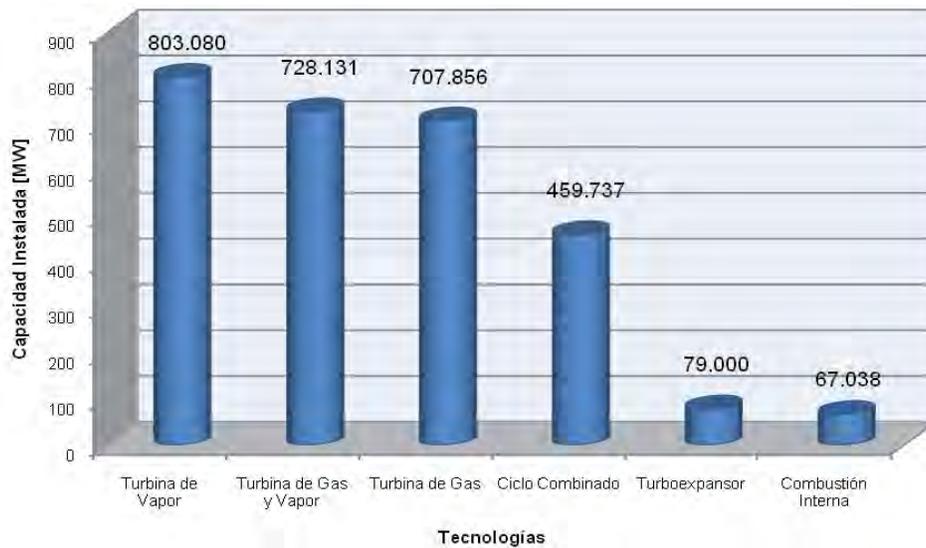
A pesar de la participación que se esperaba en esta modalidad, por parte de PEMEX, en los primeros años no se tuvo mucho dinamismo, en 2007 de los 16 permisos otorgados, 14 pertenecieron a esta dependencia y los otros dos a empresas privadas.

La tecnología más utilizada en esta modalidad es la turbina de vapor con 803 MW, turbina de gas con 707 MW, ciclo combinado con 460 MW y turboexpansor y combustión interna con menos de 100 MW (Figura III.12)



Fuente: El autor a partir de cifras de la CRE, <http://www.cre.gob.mx/>.

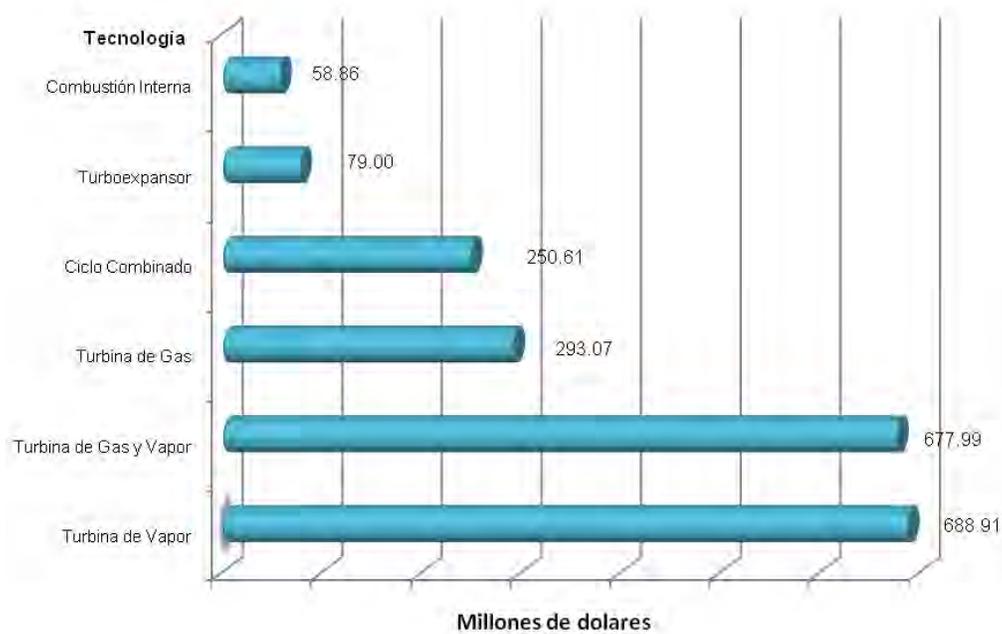
Figura III.11 Evolución de los permisos de Cogeneración por años



Fuente: El autor a partir de cifras de la CRE, <http://www.cre.gob.mx/>.

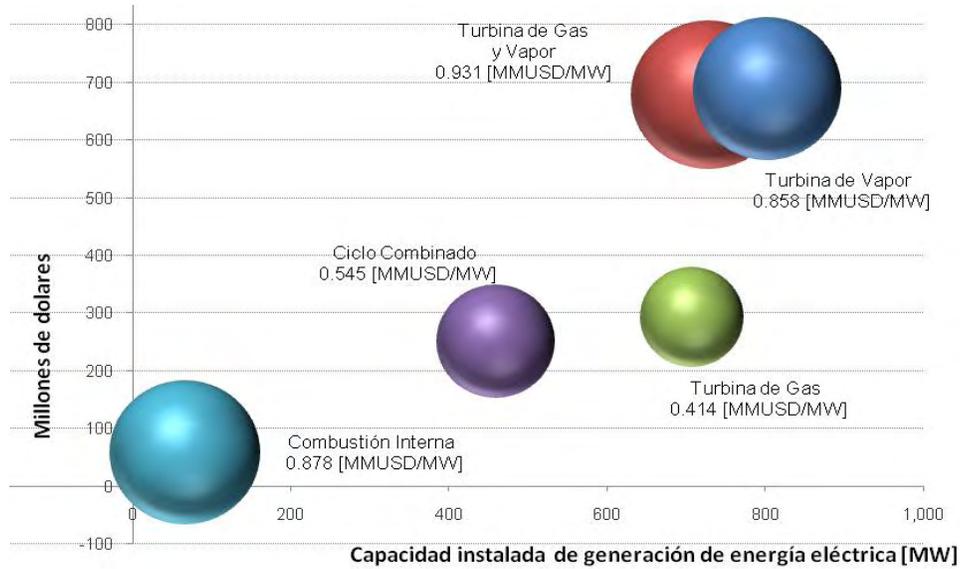
Figura III.12 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica bajo la modalidad de Cogeneración por tecnología

La inversión total es de 2 048 MMUSD, la tecnología que presenta mayor inversión es la turbina de vapor, seguida de la turbina de vapor usada en conjunto con la turbina de gas, con 689 y 678 MMUSD, le siguen ciclo combinado y turbina de gas con poco más de 250 MMUSD, y combustión interna y turboexpansor que son tecnologías en las que se ha invertido poco (Figura III.13). En cuanto a los costos por MW instalado la tecnología más cara es, Turbina de gas y vapor y Combustión interna con 0.931 y 0.878 MMUSD/MW; la más barata es Turbina de gas y Ciclo combinado con 0.414 y 0.545 MMUSD/MW (Figura III.14).



Fuente: El autor a partir de cifras de la CRE, <http://www.cre.gob.mx/>

Figura III.13 Inversión por tecnología bajo la modalidad de Cogeneración

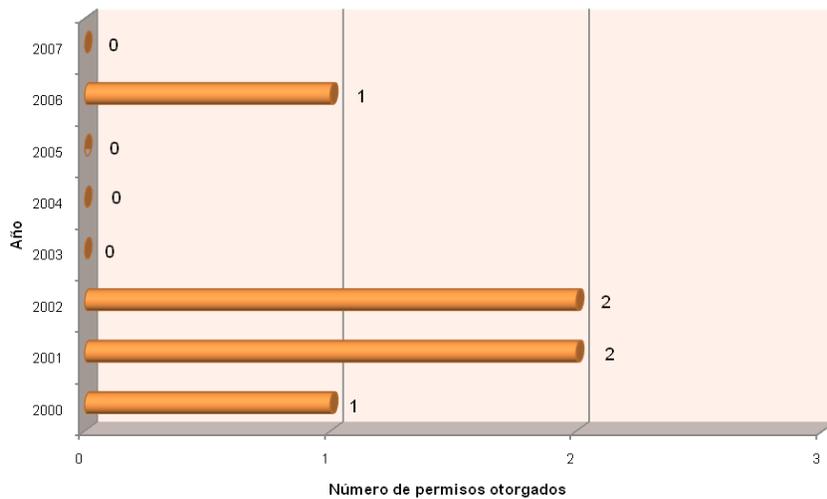


Fuente: El autor a partir de cifras de la CRE, <http://www.cre.gob.mx/>

Figura III.14 Inversión en Cogeneración (Millones de dólares por cada MW instalado)

3.2.4 Exportación

El primer permiso de exportación se otorgó en el año 2000, esta modalidad no ha tenido mucha participación a lo largo de estos años, pues al cierre del 2007, únicamente se tenían 6 permisos otorgados (Figura III.15).

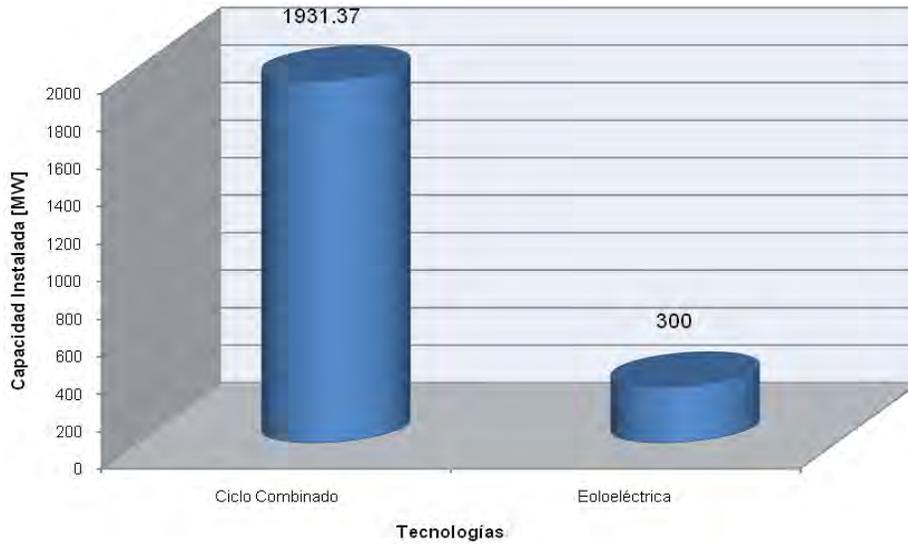


Fuente: El autor a partir de cifras de la CRE, <http://www.cre.gob.mx/>.

Figura III.15 Evolución de los permisos de Exportación por años

La mayoría de las empresas exportadoras de energía eléctrica se encuentran ubicadas en el estado de Baja California, cuatro empresas de las seis que tiene un permiso bajo esta modalidad, las otras dos están situadas en Yucatán y Sonora.

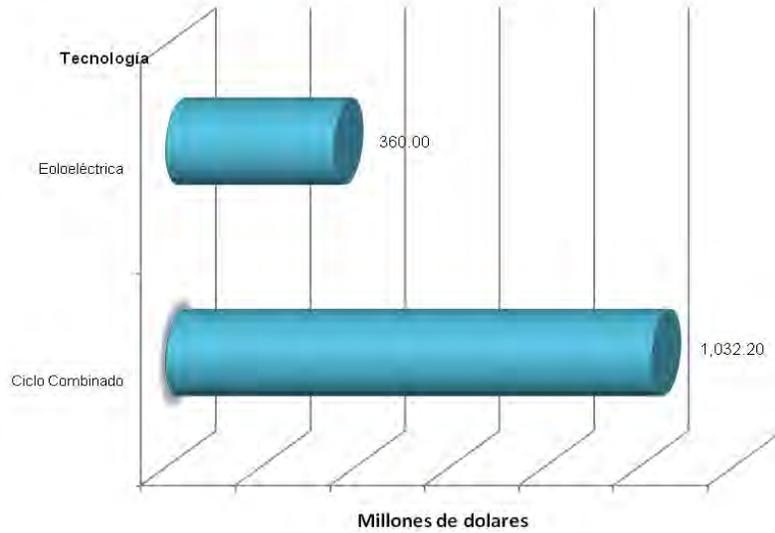
Las tecnologías que se utilizan son ciclo combinado y eoloeléctrica, la planta eoloeléctrica está ubicada en Baja California y sólo tiene instalados 300 MW, de los 2 231.37 MW totales que están instalados bajo esta modalidad (Figura III.16).



Fuente: El autor a partir de cifras de la CRE, <http://www.cre.gob.mx/>.

Figura III.16 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica bajo la modalidad de Exportación por tecnología

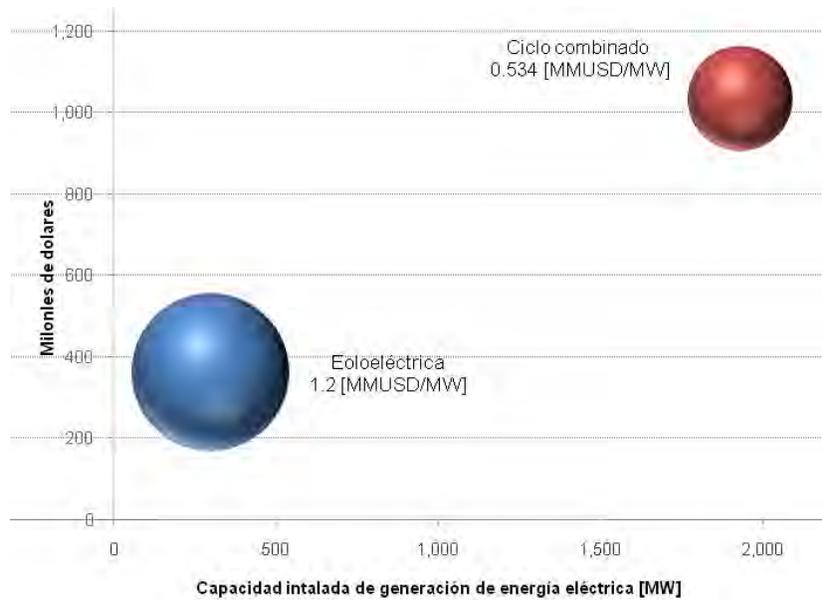
La inversión total fue de 1 392 millones de dólares, en la tecnología eólica sólo se invirtieron 360 millones de dólares (Figura III.17).



Fuente: El autor a partir de cifras de la CRE, <http://www.cre.gob.mx/>.

Figura III.17 Inversión por tecnología bajo la modalidad de Exportación

La inversión, en MMUSD/MW instalado, para la tecnología eoloeléctrica fue de 1.2 MMUSD/MW, el costo del MW instalado en ciclo combinado, fue tan sólo de 0.534 MMUSD/MW, una vez más podemos ver por que en centrales de ciclo combinado se invierte más por que su costo de inversión es menor que el de una central eoloeléctrica (Figura III.18).



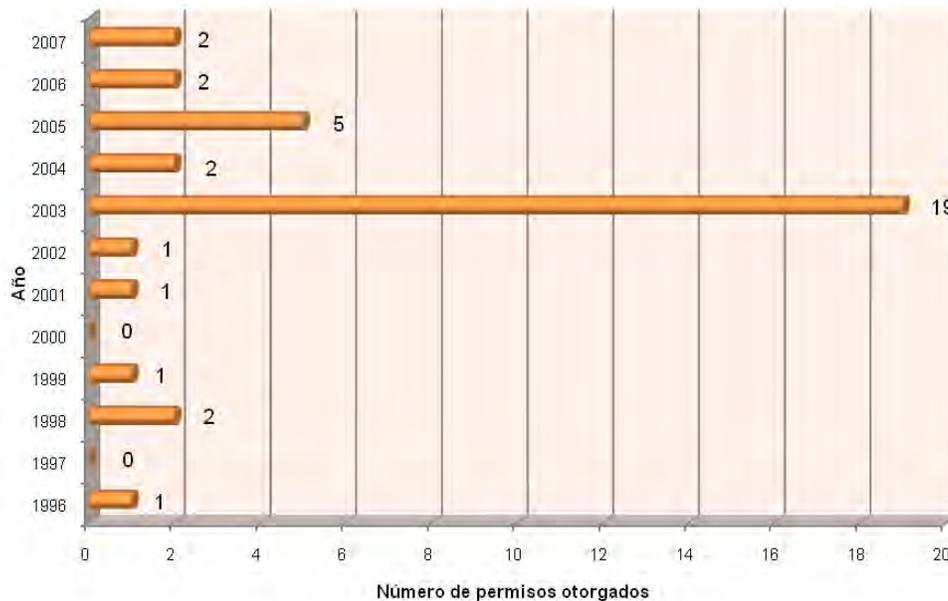
Fuente: El autor a partir de cifras de la CRE, <http://www.cre.gob.mx/>.

Figura III.18 Inversión en Exportación (Millones de dólares por cada MW instalado)

3.2.5 Importación

En esta modalidad no se maneja información detallada de los permisionarios. Sí se les requieren datos como combustible y tecnología, pero para fines estadísticos estos datos no son tomados en cuenta, debido a que la energía que estos permisionarios están consumiendo no se genera dentro del territorio nacional.

En las estadísticas que se consultaron, para la creación de las graficas que se presentan a lo largo de este capítulo, la información de tecnología e inversión para permisionarios bajo la modalidad de importación no se proporcionó, por lo que únicamente se refleja la evolución que esta modalidad ha tenido a lo largo desde 1996 que fue cuando se otorgo el primer permiso. En total se han concedido 36 permisos, esta modalidad presento mayor dinamismo en 2003, cuando poco más del 50% de los permisos se otorgaron (Figura III.19).



Fuente: El autor a partir de cifras de la CRE, <http://www.cre.gob.mx/>.

Figura III.19 Evolución de los permisos de Importación por años

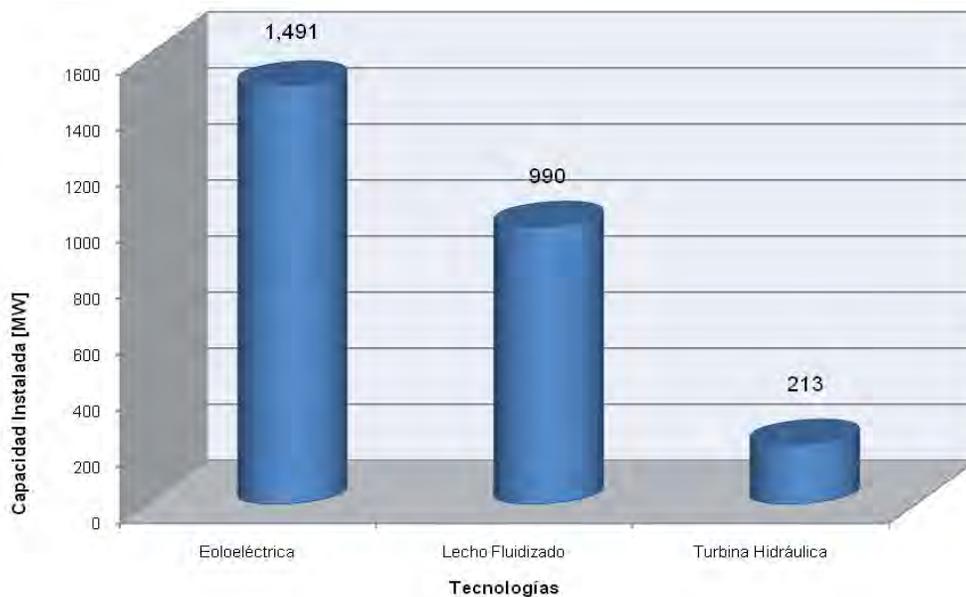
3.2.6 Pequeña Producción

En esta modalidad sólo tiene un permiso activo, éste fue otorgado en enero de 2007, bajo el nombre del Instituto de Investigaciones Eléctricas, posee una capacidad instalada de generación de 5 MW, su inversión por MW instalado fue de aproximadamente 1.2 MMUSD/MW, sumando una inversión total de 6 MMUSD, este proyecto entrará en operación hasta mediados de 2008.

Este proyecto, utiliza una central eoloeléctrica, está integrada por tres aerogeneradores, dos con una capacidad de 2 MW y el restante con 1 MW, y esta ubicada en Oaxaca.⁶⁸

3.2.7 Con energías renovables

La capacidad instalada de generación de energía eléctrica con energías renovables actualmente asciende a 2 694 MW, la inversión privada prefiere invertir en la tecnología eoloeléctrica, el lecho fluidizado tiene una participación considerable y la turbina hidráulica apenas alcanza aproximadamente el 10% de la capacidad total (Figura III.20).

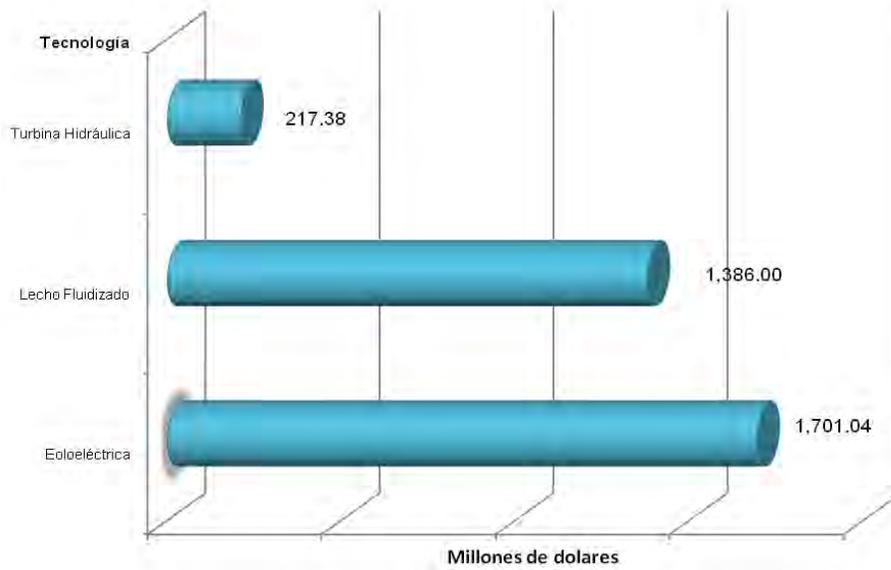


Fuente: El autor a partir de cifras de la CRE, <http://www.cre.gob.mx/>.

Figura III.20 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica con energías renovables por tecnología

⁶⁸ CRE, 2007.

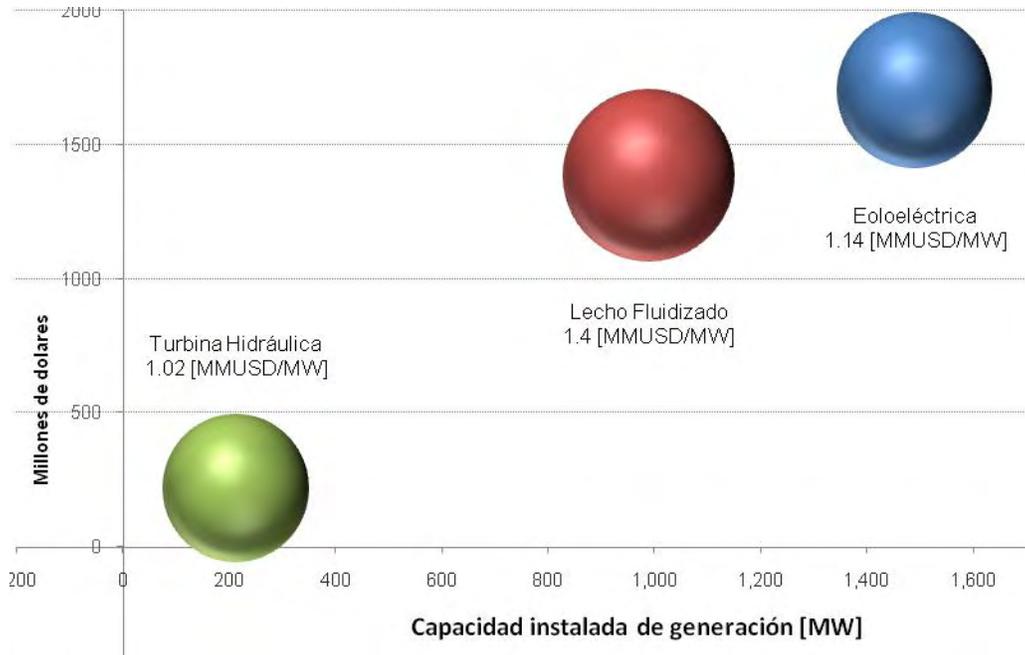
Lo anterior se ve reflejado de igual manera en la inversión, pues se ha invertido aproximadamente 1 700 MMUSD en el aprovechamiento del aire para generar energía eléctrica; en tecnologías como lecho fluidizado y turbinas hidráulicas se han invertido 1 386 y 217 MMUSD respectivamente (Figura III.21), sumando una inversión total de 3 304 MMUSD.



Fuente: El autor a partir de cifras de la CRE, <http://www.cre.gob.mx/>.

Figura III.21 Inversión por tecnología en energías renovables

De las tecnologías renovables que se utilizan para la generación de energía eléctrica, la inversión más alta por MW instalado pertenece al Lecho fluidizado, 1.4 MMUSD/MW, seguido de la Eoloeléctrica, 1.141 MMUSD/MW y por último con un gasto de inversión menor tenemos a la Turbina Hidráulica, 1.022 MMUSD/MW (Figura III.22).

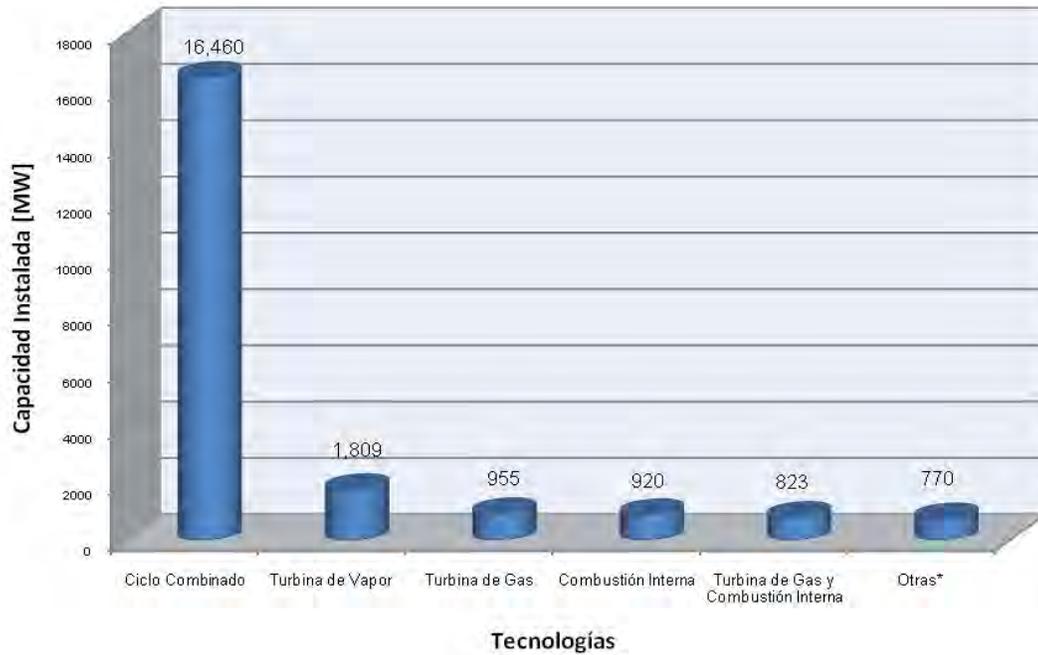


Fuente: El autor a partir de cifras de la CRE, <http://www.cre.gob.mx/>.

Figura III.22 Inversión en Energías Renovables (Millones de dólares por cada MW instalado)

3.2.8 Con energías no renovables

La capacidad de generación de energía eléctrica con energías no renovables alcanza los 21 737 MW, que es casi diez veces más que la capacidad instalada con energías renovables, las tecnologías que más se utilizan son ciclo combinado con 16 460 MW, turbina de vapor 1 809 MW, turbina de gas y combustión interna tienen poco más de 900 MW (Figura III.23).



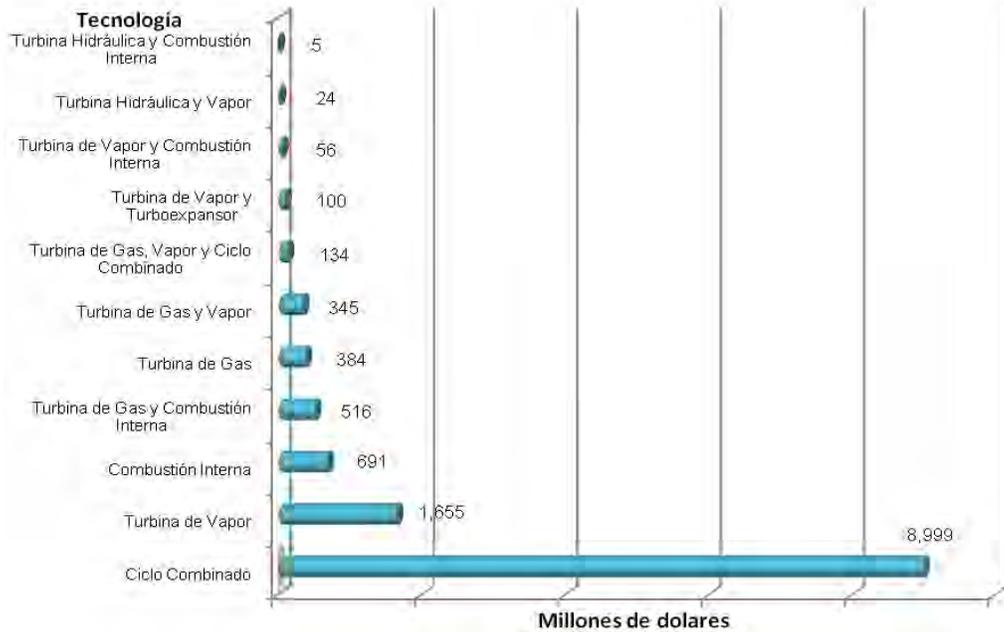
* Incluye tecnologías combinadas como: Turbina de gas y vapor, Turbina gas, vapor y ciclo combinado, Turbina de vapor y turboexpansor, Turbina de vapor y combustión interna, Turbina hidráulica y vapor, y Turbina hidráulica y combustión interna.

Fuente: El autor a partir de cifras de la CRE, <http://www.cre.gob.mx/>.

Figura III.23 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica con energías no renovables por tecnología

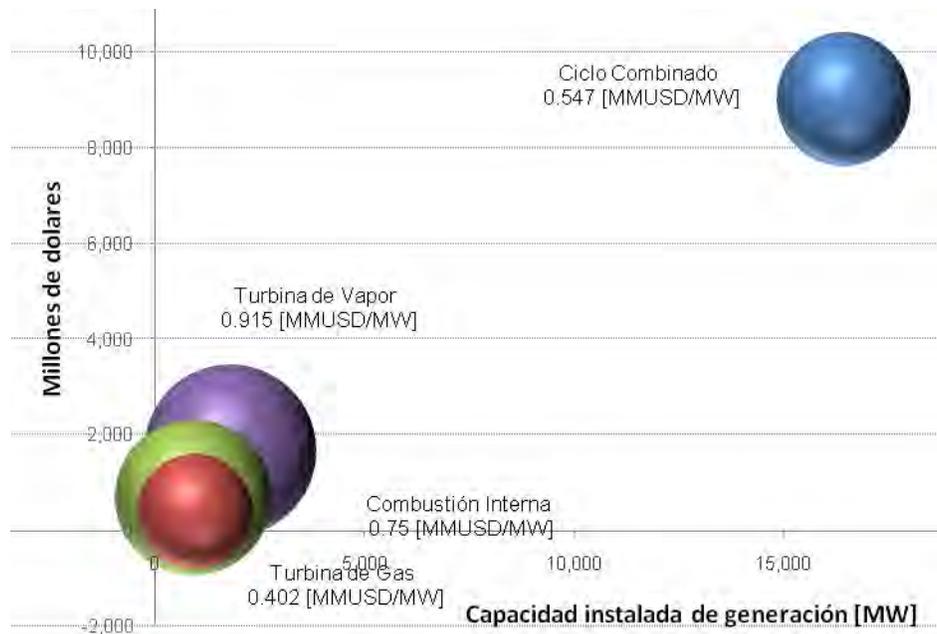
La inversión total en energías no renovables es de 12 909 MMUSD, en centrales de ciclo combinado es de alrededor de 9 000 MMUSD, le siguen la turbina de vapor con 1 655 MMUSD y combustión interna con 691 MMUSD (Figura III.24).

La tecnología más barata es la Turbina de gas, cuya inversión por MW instalado es de 0.402 MMUSD/MW; seguido de Ciclo combinado, 0.547 MMUSD/MW. Las tecnologías más caras son Turbina de vapor y Combustión Interna cuya inversión es de 0.915 y 0.750 MMUSD/MW, respectivamente. (Figura III.25).



Fuente: El autor a partir de cifras de la CRE, <http://www.cre.gob.mx/>.

Figura III.24 Inversión por tecnología en energías no renovables



Fuente: El autor a partir de cifras de la CRE, <http://www.cre.gob.mx/>.

Figura III.25 Inversión en Energías No Renovables (Millones de dólares por cada MW instalado)

Las tecnologías que son combinadas tiene costos que fluctuan entre los 0.627 y 1.24 MMUSD/MW (Tabla III.5). La más costosa es la que involucra Turbinas Hidráulicas y de Vapor, las que son híbridas con Ciclo combinado, su costo por MW instalado resulta mayor a los 1 MMUSD/MW. La Turbina de Vapor en conjunto con el Turboexpansor, tambien presentan un costo de inversión alto.

Tabla III.5 Inversión por tecnología No Renovable [MMUSD/MW]

Tecnología	Capacidad Instalada [MW]	Inversión [MMUSD]	Inversión por MW instalado [MMUSD/MW]
Turbina de Gas y Combustión Interna	823.490	516.424	0.627
Turbina de Gas, Vapor y Ciclo Combinado	184.300	134.290	0.728
Turbina de Gas y Vapor	412.531	345.493	0.837
Turbina de Vapor y Turboexpansor	100.000	100.000	1.000
Turbina Hidráulica y Combustión Interna	4.440	5.000	1.126
Turbina de Vapor y Combustión Interna	49.731	56.159	1.129
Turbina Hidráulica y Vapor	19.000	23.600	1.242

Fuente: El autor a partir de cifras de la CRE, <http://www.cre.gob.mx/>.

Conclusiones

En este capítulo, se estudió el marco legal y regulatorio del sector eléctrico en México, poniendo énfasis en los lineamientos que se establecen para permitir que empresas privadas generen energía eléctrica. En la segunda parte, se estudió la capacidad de generación instalada por particulares, la evolución que se ha dado desde 1992, su capacidad de generación instalada y la inversión total por tecnología y el costo en dólares por cada MW instalado.

En el marco legal, se expusieron la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento, donde se definen las modalidades bajo las cuales puede generar energía eléctrica un particular. En general, se requiere tramitar un permiso de generación de energía eléctrica ante la CRE, organismo que regula el Gas Natural, el Gas LP y el Sector Eléctrico. En la Ley de la CRE, se le atribuyen funciones y actividades que debe realizar conjuntamente con la SENER y la SHCP. Para iniciar el trámite de un permiso se debe hacer un pago a Hacienda, si se genera energía eléctrica por medio de energías renovables, el permisionario queda exento del mismo, establecido en la Ley Federal de Derechos; se describe la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, en la que se otorgan incentivos fiscales a actividades que preserven y protejan al ambiente. Se mostraron otros documentos que facilitan la interconexión para generadores que utilicen fuente de energía solar en pequeña escala y el convenio que fija la metodología para calcular el costo de transmisión para fuentes de energía renovables.

En la modalidad de Productor Independiente, se tiene una participación porcentual del 62.9 % de la capacidad total de generación instalada por empresas privadas. Las empresas que aportan su capacidad instalada en forma mayoritaria son: Iberdrola, Unión Fenosa, Gas Natural e Intergen Energy Aztec. Hay que destacar que en esta modalidad todas las centrales instaladas son de ciclo combinado a gas natural.

La modalidad de autoabastecimiento participa con el 27.2 % y ha mostrado un mayor crecimiento en los últimos tres años. Las empresas que participan de manera más significativa son: Iberdrola, GDC Generadora, Termoeléctrica del Golfo, Termoeléctrica Peñoles y Eurus. Las tecnologías en las que tiene mayor capacidad instalada son ciclo combinado, lecho fluidizado y eoloelectrica.

La modalidad de cogeneración sólo representa el 12.8 %. Las empresas más significativas son: PEMEX, Compañía de Nitrógeno de Cantarell y Tractebel Energía de Monterrey. Las tecnologías

que más utiliza para generar energía eléctrica son las turbinas de vapor y de gas y ciclo combinado con menor participación.

Un aspecto importante es que la inversión que se requiere para instalar una central de energías convencionales es mucho menor a la que se requiere para poder instalar una central generadora a base de energías renovables. El promedio de inversión para energías renovables, es aproximadamente de 1.2 MMUSD/MW cifra que, comparada con el promedio de inversión para energías convencionales de 0.65 MMUSD/MW, no ayuda a que los inversionistas vean a las tecnologías renovables como una alternativa viable.

En los últimos años se ha dado un buen desarrollo en la inversión privada; sin embargo, se siguen usando más las tecnologías no renovables. Existen barreras a las que se enfrentan las energías renovables, mismas que se analizaran en el siguiente capítulo.

Capítulo 4

**Desarrollo futuro de proyectos eléctricos
privados a partir de energías renovables en
México.**

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

4. Desarrollo futuro de proyectos eléctricos privados a partir de energías renovables en México

Introducción.

La generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables en México, se ha visto limitada por diversos factores. La abundancia de combustibles fósiles en nuestro país, ha sido una de las principales barreras. Los recursos limitados para presupuestos de las empresas públicas, no han permitido que se haga la una inversión fuerte en tecnologías limpias. En específico, la inversión privada en energías renovables, se enfrentó a un marco regulatorio que no permitía su participación en el mercado eléctrico. El generar energía eléctrica a partir de energías renovables no representaba ningún beneficio, ante la interconexión con la red eléctrica. Una barrera fundamental, que se está superando paulatinamente, es el costo de inversión que ha ido decreciendo.

En materia de incentivos, el marco regulatorio se modificó para permitir la entrada de capital privado en el sector eléctrico. En el Pago de Derechos que se hace por concepto de análisis previo al otorgamiento de un permiso de generación eléctrica, trámite que debe ser realizado por cualquier ente privado, estarán exentos aquellos proyectos cuya tecnología sea renovable. En cuanto a la entrega de energía al sistema eléctrico, la energía eléctrica que provenga de fuentes renovables será aceptada en cualquier momento.

En la primera parte de este capítulo se hará el análisis de barreras e incentivos, legales, económicos – financieros, institucionales – administrativos, tecnológicos y sociales, a los que se enfrentan las energías renovables.

Existen financiamientos internacionales para la implementación de centrales generadoras a partir de energías renovables, mismos que son regulados por el Mercado Internacional de Bonos de Carbono, en el cual se negocian las emisiones de Gases de Efecto Invernadero entre países desarrollados y países en desarrollo, con el fin de beneficiar a los participantes.

Los Mecanismos de Desarrollo Limpio juegan un papel importante en países como el nuestro, pues gracias a este tipo de financiamiento se pueden desarrollar proyectos que utilicen energías

renovables. En la segunda parte del capítulo expondremos como funciona el Mercado internacional de Bonos de Carbono y se enlistará el procedimiento y los requisitos básicos para acceder a un financiamiento por medio de Mecanismos de Desarrollo Limpio.

Los permisionarios bajo las modalidades de autoabastecimiento y cogeneración remotos, aquellos que utilizan las líneas de transmisión del suministrador para entregar la energía eléctrica generada a sus socios o establecimientos asociados, serán los actores más importantes en la implementación de proyectos de inversión privada en los próximos años. La CFE requerirá inversión proveniente de productores independientes de energía, donde ya no se utilizará ciclo combinado como única tecnología sino que se introducirá la energía eólica.

El análisis de la evolución de la capacidad instalada para la inversión privada, será de nuestro interés, podremos conocer los proyectos futuros con energías renovables que se tendrán en el período comprendido entre 2006 – 2016.

En el capítulo 2 se estudiaron las experiencias internacionales de España, Estados Unidos y Canadá; sin embargo, no se puede hacer una comparación con México, debido a que su realidad económica, política y social es distinta. Para comparar de manera objetiva la participación de la inversión privada en energías renovables, se tiene que realizar con países semejantes como Chile y Argentina, que son países en vías de desarrollo. Estos países, al igual que México, actualmente experimentan la desregularización de la generación de energía eléctrica, los resultados se mostrarán en la última parte del capítulo.

4.1 Análisis de incentivos y barreras legales, comerciales, económicas y medioambientales para el desarrollo de estos proyectos

México es un país que posee recursos no renovables, como el petróleo, que desde mediados del siglo que culminó, se usaron de manera desmedida e irracional debido a que no se pensaron las consecuencias económicas que se tendrían cuando la escasez de estos recursos se presentará, además de los problemas ambientales que provocan su combustión.

Sin embargo, la preocupación mundial por los problemas ambientales y la posible extinción del petróleo, han provocado que en las últimas dos décadas se discuta sobre el uso moderado de combustibles fósiles.

En los últimos años el uso de gas natural para la generación de energía eléctrica aumentó; México no es un país con reservas de este combustible⁶⁹, por lo que necesitamos importarlo, situación que a largo plazo, puede llevar a una desestabilización del precio de este combustible.

Estos factores hacen que la diversificación energética sea necesaria, los beneficios se reflejarían en lo económico, en lo ambiental y en la seguridad del abasto de energía eléctrica, situación que se alcanzaría aumentando el uso de energías alternativas para reemplazar a los combustibles fósiles en los procesos donde su uso sea eficiente.

El concepto de desarrollo sustentable, se basa principalmente en iniciativas de uso eficiente de la energía y el uso de energías renovables, contexto que ha ayudado para que las energías renovables se perfeccionen y sean más utilizadas en países desarrollados, al contrario de lo que ocurre en países en desarrollo donde su utilización es limitada por diversos aspectos.

⁶⁹ Las reservas totales de gas natural al 1 de enero de 2007, ascienden a 63 045.2 miles de millones de pies cúbicos.

4.1.1 Barreras

a. Legales

En México, no existen todavía elementos jurídicos específicos que apliquen al uso de energías renovables. En el 2004 se formuló un Proyecto de Ley de Aprovechamiento de Energías Renovables que no fue aprobado por la Cámara de Diputados, desde entonces no se ha hecho ningún intento por retomar el tema de las energías renovables en las instituciones legislativas.

El marco legal que actualmente rige el sector eléctrico es desfavorable para el desarrollo de energías renovables, pues está diseñado para el aprovechamiento de combustibles fósiles y las normas de despacho específicas no benefician a las energías renovables, por que la CFE no esta obligada a preferirlas entre otras tecnologías.

Mientras no se cree una ley que beneficie a las energías renovables, la barrera legal va a seguir existiendo. Es importante señalar que en la experiencia internacional, la creación de leyes que rigen a las energías renovables ha contribuido a eliminar esta barrera; sin embargo, no se les da un trato homogéneo, pues cada una tiene sus particularidades, se le debe dar una atención distinta a cada una de las fuentes renovables de energía.

b. Económico – Financieras

En nuestro país el sector eléctrico está controlado por lo que es llamado un monopolio natural, en nuestro caso es de origen público. El monopolio natural se origina cuando el nivel óptimo de producción es mayor que la demanda y los precios que se dan a los consumidores son bajos. En las empresas públicas, en ocasiones, se cobra la electricidad por debajo de su precio real, cuestión que desalienta la inversión en tecnologías nuevas y más limpias; por otra parte el gobierno tiene limitaciones presupuestales que no permiten que se financien proyectos con energías renovables a gran escala.

La existencia de un monopolio natural es una de las principales barreras económicas – financieras para la inversión privada, pues a estas les conviene que el mercado este abierto a la competencia, y de esta forma su participación les provea más beneficios que riesgos.

Por otra parte, las empresas privadas buscan asegurar su inversión, a través de tecnologías cuya inversión se recupere a corto plazo, aspecto que afecta de manera directa la inversión en tecnologías renovables, pues estas tienen un costo de inversión alto y su recuperación es a largo plazo.

Un aspecto importante que muchas veces los inversionistas no logran ver a simple vista es que los costos de combustibles son mínimos y en ocasiones nulos. Aspectos que han provocado que las energías renovables se enfrenten contra la idea de que son caras e inaccesibles.

Una desventaja más, que deben enfrentar las tecnologías renovables, es la poca importancia que se le da a las externalidades positivas⁷⁰, que de ser tomadas en cuenta para el cálculo de incentivos, se vería reflejada en los costos de generación y sería un instrumento para promover el uso de éstas tecnologías.

El contexto en el que se desarrolla nuestro sector eléctrico, nos da la pauta para pensar que las energías renovables sólo crecerán bajo la inversión privada. Debido a que el estado sólo invertiría en lugares donde su aprovechamiento sea más eficiente para reducir sus altos costos de inversión y acelerar su amortización, además tendría que considerar el gasto adicional para el erario público debido a la falta de infraestructura de transmisión y distribución en la zona donde se instalen dichas centrales.

c. Institucionales – Administrativas

En México existen instituciones que ayudan al fomento y desarrollo de las tecnologías renovables; sin embargo, todavía falta mucho por hacer (Tabla IV.1y IV.2). Uno de los principales problemas es que no existe una buena coordinación entre las instituciones encargadas de administrar los aspectos relativos a la energía, medio ambiente, economía y hacienda.

⁷⁰Influencias de las acciones de un mercado en el bienestar de individuos que no tienen nada que ver con el mercado.

Tabla IV.1 Instituciones Públicas

Institución	Siglas	Actividades
Secretaría de Hacienda y Crédito Público	SHCP	Manejo y administración de las finanzas públicas.
Secretaría de Energía	SENER	Políticas, estrategias y coordinación.
Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales	SEMARNAT	Políticas para el desarrollo sustentable.
Comisión Federal de Electricidad	CFE	Proyectos demostrativos dentro de la red.
Comisión Nacional del Agua	CONAGUA	Administra las aguas nacionales.
Comisión Reguladora de Energía	CRE	Permisos de generación eléctrica y contratos con CFE.
Comisión Nacional para el Ahorro de Energía	CONAE	Análisis y promoción para el aprovechamiento eficiente de los recursos energéticos renovables y no renovables.
Instituto de Investigaciones Eléctricas	IIE	Investigación y desarrollo tecnológico.
Fideicomiso de Riesgo Compartido	FIRCO	Financiamiento a proyectos demostrativos fuera de la red.
Centro de Investigación en Energía	CIE, UNAM	Investigación básica y desarrollo.
Programa Universitario de Energía	PUE, UNAM	

Fuente: El autor a partir de datos de De Buen, 2001.

Las instituciones que promueven y fomentan el uso de las energías renovables actualmente tienen diferentes limitaciones, una de las más importantes es la falta del apoyo del gobierno. Se deben diseñar instrumentos políticos específicos para las energías renovables, aspecto que viene muy ligado con las barreras legales estudiadas en secciones anteriores.

Una limitación más a las que se enfrentan el uso de energías renovables, es que no existe compatibilidad entre las políticas ambiental y energética, pues en la ambiental se presentan beneficios a largo plazo, mientras que en la política energética se buscan los beneficios a corto plazo, alguna institución tiene que desarrollar una metodología para que estos dos aspectos se acoplen.

Las instituciones que tengan por objetivo principal verificar el impacto de una central generadora de electricidad, deberá hacer todo lo posible para que las externalidades sean tomadas en cuenta para el cálculo de impactos fiscales.

Falta crear instituciones que coordinen acciones enfocadas a informar y educar al sector social, así como ampliar la relación que se tiene con la comunidad académica dedicada al desarrollo tecnológico.

Por otro lado las barreras administrativas, están presentes en la mayor parte de las instituciones, pues los trámites en general suelen ser tardados. Por ejemplo, si alguna empresa desea darse de alta debe realizar trámites largos e ineficientes, a este problema se enfrentan las empresas que están interesadas en desarrollar tecnología para el aprovechamiento de energías renovables.

Otras empresas que desean utilizar energías renovables y buscan un financiamiento mediante MDL deben pasar por numerosos procedimientos, que son llevados a cabo en periodos de tiempo muy largos.

Otra gestión que dificulta el proceso es el de uso de propiedad, en el que se llegan a crear conflictos de intereses socio – políticos, debido a la propiedad colectiva de los terrenos.

Tabla IV.2 Organizaciones no gubernamentales relacionadas

Institución	Siglas	Actividades
Asociación Nacional de Energía Solar	ANES	Integra a la comunidad académica nacional y algunos de los fabricantes de equipos y sistemas
Asociación Mexicana de Economía Energética	AMEE	Integra a empresas que desarrollan grandes proyectos de generación eléctrica como productores independientes.
Cámara Nacional de Manufacturas Eléctricas	CANAME	Integra a los fabricantes de equipos y sistemas relacionados.

Fuente: De Buen, 2001.

d. Tecnológicas

Una de las principales características de las energías renovables es que son intermitentes, esto quiere decir que no están disponibles todo el día y su intensidad no es constante. Otra desventaja es que los recursos por lo general se localizan en donde no hay demanda ni infraestructura.

En los aspectos tecnológicos todavía hay mucho por hacer; sin embargo, no se considera como una barrera fundamental en el uso de fuentes renovables para la generación de energía eléctrica,⁷¹ pues de querer invertir en estas tecnologías, seguramente se utilizará tecnología desarrollada en otros países, así que la investigación se debe enfocar en adaptar la tecnología previamente desarrollada a las condiciones específicas que se presentan en nuestro país.

La investigación y desarrollo de tecnología también necesita de una inversión, que muchas veces no es suficiente. Hace falta la ejecución de proyectos a pequeña escala, esto podría ayudar a hacer mejoras a la tecnología existente.

Se debe hacer un inventario nacional de los recursos con que cuenta nuestro país, con el fin de aprovecharlos mejor, y evaluar el desempeño que tienen las tecnologías renovables con respecto a otras tecnologías más utilizadas. También se necesita establecer estándares técnicos a los equipos para normalizar la fabricación de nueva tecnología.

e. Sociales

Las tecnologías renovables utilizan una extensión de terreno amplia. Para poder instalarlas, como es el caso de los parques eólicos, donde la separación promedio entre cada aerogenerador debe ser cinco veces el diámetro del rotor⁷², o las centrales solares donde el perímetro de las celdas es proporcional al aprovechamiento solar, la energía eléctrica generada se cuantifica en kilowatts horas por metro cuadrado.

Los terrenos, que se utilizan en México, no son propiedad de los productores de energía eléctrica, son propiedades colectivas, por lo que la negociación se vuelve caótica, pues muchas veces no se llega a un acuerdo, y se desarrollan conflictos por concepto de precios de renta que ofrecen los productores de energía eléctrica por las tierras.⁷³

⁷¹ Algunos expertos en la materia afirman que el aspecto tecnológico no es la principal barrera que enfrenta el uso de energías renovables en México. De Buen, 2001.

⁷² La magnitud del diámetro de los aerogeneradores utilizados en La Venta II, la única central eoloelectrónica que está operando actualmente en México, es de 52 metros. Cadenas et al, 2007.

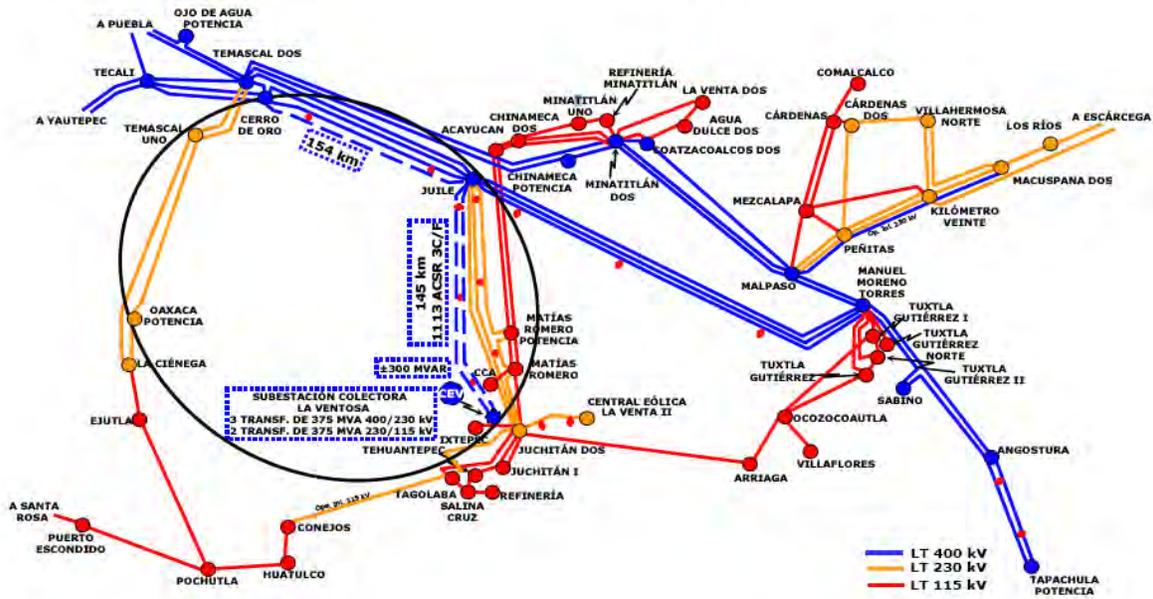
⁷³ Conferencia “Proyectos exitosos de MDL en México”, Ing. Roberto Cadenas Tovar, Subgerente de Proyectos de Energía Renovable, CFE., México, 2008.

4.1.2 Incentivos

a. Legales

La CRE promovió en coordinación con la SENER y la CFE una herramienta legal con el fin de promover la inversión privada en energía eólica en el Istmo de Tehuantepec, Oaxaca, ésta fue nombrada Temporada Abierta (TA). En el Istmo de Tehuantepec se tiene un potencial mayor a 5 000 MW de capacidad eoloeléctrica y presentan un factor de planta superior a 50 %.

El proceso Temporada Abierta tiene el propósito de identificar las necesidades de infraestructura de transmisión y establecer compromisos entre las empresas privadas interesadas y CFE. Su principal acción consiste principalmente en diseñar y construir una nueva línea de transmisión (Figura IV.1), que haga posible la conexión con la red de las centrales eoloeléctricas que se instalan en los próximos años.



Fuente: CFE, 2008.

Figura IV.1 Red de transmisión asociada al proyecto de TA

El proyecto de TA consiste en la construcción de:

- ✘ Una línea de transmisión de 145 km en 400 kV en doble circuito con tres conductores por fase de 113 ACSR, que partirá de una SE colectora en la zona del Istmo de Tehuantepec hasta llegar a la SE Juile.
- ✘ La SE colectora La Ventosa, integrada por tres transformadores de 400/230 kV y dos de 400/115 kV con una capacidad total de 1 875 MVA. En esta no se incluyen las bahías de alimentadores para recibir la generación proveniente de los proyectos de autoabastecimiento, por lo que cada empresa interesada deberá construir a sus alimentadores.
- ✘ El tendido del segundo circuito en 400 kV de aproximadamente 154 km entre las subestaciones Juile y Cerro de Oro; se incluye un reactor de 7% MVA_r en la SE Juile

Para participar en TA, se determinó que cualquier empresa podría formar parte de este proceso, fuera o no permisionaria de la CRE, y al término de ésta se acordaría con la CFE la reserva de capacidad. Pero únicamente pueden celebrar el contrato de interconexión con la CFE las empresas que ostenten tener un título de permiso otorgado por la CRE.

Las empresas interesadas presentaron una carta compromiso donde se obligan a celebrar un convenio con CFE, y se comprometen a pagar un monto proporcional a la capacidad de generación a instalar⁷⁴, con el fin de cubrir el costo de construcción de la infraestructura a construir para hacer posible la conexión de proyectos eólicos.

Las cartas compromiso originalmente reservaron 1 911 MW de capacidad de generación de proyectos eólicos de autoabastecimiento. Debido a los avances en los proyectos de algunas empresas registradas en TA, se propuso la construcción de obras de refuerzo (Proyectos de Nueva TA), por lo que la capacidad de proyectos de generación ascendió a 2 577 MW (Tabla IV.3).

⁷⁴ Las empresas privadas deben pagar un monto de hasta USD 108 millones de dólares por MW (costo instantáneo de las obras), multiplicado por la capacidad de generación a instalar. CFE, 2008.

Tabla IV.3 Proyectos eólicos en la región del Istmo de Tehuantepec

<i>Razón Social</i>	<i>Modalidad constructiva</i>	<i>Clasificación</i>	<i>Fecha de entrada en operación</i>	<i>Capacidad [MW]</i>
La Venta II (CFE)	OPF	En operación	2007	83
EURUS, S.A.P.I. de C.V.	Autoabastecimiento	NTA	2008	250
Parques Ecológicos de México, S.A. de C.V.	Autoabastecimiento	NTA	2008	80
La Venta III (CFE)	PIE	En licitación	2009	101
Bii Nee Stipa Energía Eólica, S.A. de C.V.	Autoabastecimiento	PI	2009	26
Eoliatic del Istmo, S.A. de C.V.	Autoabastecimiento	PI	2009	22
Eléctrica del Valle de México, S. de R.L. de C.V.	Autoabastecimiento	PI	2009	68
Fuerza Eólica del Istmo, S.A. de C.V.	Autoabastecimiento	PI	2009	50
Oaxaca I, II, III y IV (CFE)	PIE	TA	2010	406
Desarrollos Eólicos Mexicanos, S.A de C.V.	Autoabastecimiento	TA	2010	227
Eoliatic del Istmo, S.A.P.I. de C.V.	Autoabastecimiento	TA	2010	142
Eoliatic del Pacífico, S.A.P.I. de C.V.	Autoabastecimiento	TA	2010	160
Fuerza Eólica del Istmo, S.A. de C.V.	Autoabastecimiento	TA	2010	50
Preneal México, S.A. de C.V. (Vientos del Istmo)	Autoabastecimiento	TA	2010	396
Unión Fenosa Generación México, S.A. de C.V.	Autoabastecimiento	TA	2010	228
Gamesa Energía, S.A.	Autoabastecimiento	TA	2011	288
Total				2 577

NTA: Nueva Temporada Abierta
 PE: Proyecto Inmediato
 TA: Temporada Abierta

OPF: Obra Pública Financiada
 PIE: Productor Independiente de Energía

Fuente: CFE, 2008.

Las empresas integrantes de la Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE), enlistadas en la Tabla IV.4, tienen programado instalar 3 200 MW de capacidad de generación con energía eólica en los próximos diez años en diferentes puntos del país. Y también participan en la TA y en la NTA.

La utilización de las energías renovables para la generación de energía eléctrica, también se ven incentivadas a través de elementos legales que se han publicado en los últimos años, como son: el Contrato de interconexión para Fuente de Energía Solar en Pequeña Escala y el Convenio para el servicio de transmisión de energía eléctrica para Fuentes de Energía Renovables, mismos que fueron expuestos en el capítulo anterior.

Tabla IV.4 Empresas que integran la AMDEE

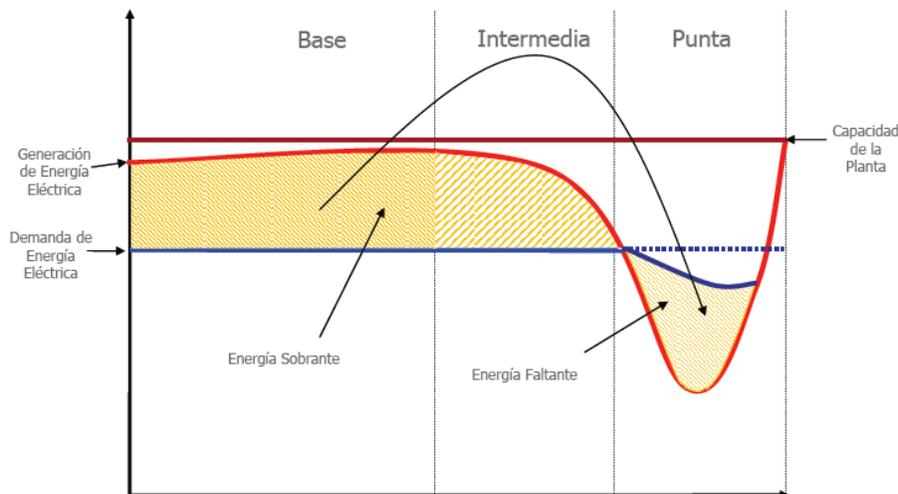
<i>Empresa</i>
<i>ABB México S.A. de C.V.</i>
<i>Abengoa México, S.A. de C.V.</i>
<i>Zapoteca de Energía, S.A. de C.V.</i>
<i>Cableados Industriales, S.A. de C.V.</i>
<i>Carbon Solutions De México S.A. De C.V.</i>
<i>Compañía Yépez Alarcón</i>
<i>Desarrollos Eólicos Mexicanos, S.A. de C.V.</i>
<i>Elecnor, S.A.</i>
<i>Electrica del Valle de México, S. de R.L. de C.V.</i>
<i>Eolilatec del Istmo, S.A.P.I. de C.V.</i>
<i>Endesa-ITALAISE, S.A. de C.V.</i>
<i>Eoliatec de México, S.A. de C.V.</i>
<i>Fuerza Eólica, S.A. de C.V.</i>
<i>GAMESA Energía, S.A. de C.V.</i>
<i>GE International México, S. de R.L. de C.V.</i>
<i>Grupo Químico Industrial de Toluca S.A. de C.V.</i>
<i>Iberdrola-Parques Ecológicos de México, S.A. de C.V.</i>
<i>Mexión - Notus Energy, S de RL de CV.</i>
<i>Mitsubishi Heavy Industries de México, S.A. de C.V.</i>
<i>Owens Corning México, S. de R.L. de C.V.</i>
<i>Preneal México, S.A. de C.V.</i>
<i>Prolec GE S. de R.L. de C.V.</i>
<i>Reichhold Química de México S.A. de C.V.</i>
<i>Royal & SunAlliance Seguros México S.A. de C.V.</i>
<i>Sempra Energy Mexico, S.A. de C.V.</i>
<i>Servicios Industriales Peñoles, S.A. de C.V.</i>
<i>Trinity Industries de México, S. de R.L. de C.V.</i>
<i>Unión Fenosa Energías Renovables, S.A. de C.V.</i>
<i>Vestas Argentina, S.A.</i>
<i>3TIER, S.A</i>

Fuente: <http://www.amdee.org/>

Las medidas regulatorias más importantes que han fomentado el uso de las energías renovables son:

-  La energía eléctrica producida mediante energías renovables se transmite en el momento en el que se genera, por lo que no se somete a reglas de despacho.

- 🌍 Los excedentes generados se pueden depositar en la red de CFE y retirar cuando se requieran, aun en distintos horarios tarifarios (Figura IV.2).
- 🌍 Si después de un año, existen excedentes de energía depositados en el sistema se pueden vender a CFE a un 85 % del costo de generación a corto plazo.
- 🌍 Para la electricidad generada a partir de energías renovables los cargos de transmisión se pagan en función de la energía que se transmite, no de la capacidad que se tiene reservada.
- 🌍 Se promueve el aprovechamiento de energías renovables a pequeña escala, en el caso de la energía solar, en el cual se disminuye el cargo en la facturación, la calidad de la energía mejora, siempre que esta se genere más cerca del centro de consumo y se puede intercambiar energía con el suministrador si existe energía eléctrica excedente.



Fuente: Salazar, 2007.

Figura IV.2 El banco de renovables

b. Económico – Financieros

Un incentivo financiero que existe para los permisionarios bajo las modalidades de autoabastecimiento y cogeneración, es que en el horario punta pueden desconectarse del sistema

eléctrico y generar su propia energía eléctrica con sus generadores de respaldo⁷⁵, esto les permite abatir costos pues en horario punta la tarifa eléctrica es mayor.

Cuando se tramita el permiso de generación eléctrica, si los privados instalan una planta de generación alimentada por recursos renovables, estos no pagarán los derechos para inicio del trámite.

Se otorgan instrumentos económicos de carácter fiscal para la preservación, restauración o aprovechamiento sustentable de los recursos naturales y el ambiente, así como a programas y proyectos que preserven el equilibrio ecológico y ambiental.

Un incentivo que viene ligado con el marco legal y la liberación del sector eléctrico, es la promoción al financiamiento para la inversión en energías renovables, los más beneficiados serán los permisionarios bajo las modalidades de generación de energía eléctrica como autoabastecimiento y pequeña producción. Estas dos modalidades, desde otro punto de vista, se podrían concebir como el concepto de generación distribuida.

El concepto de generación distribuida se aplica cuando la central generadora esta cercana al centro de consumo o comunidad a la que va a abastecer. Las energías renovables podrían ser desarrolladas en zonas rurales donde la inversión en instalaciones necesarias para la transmisión y distribución no sea probable.

c. Institucionales – Administrativos

La CONAE, en su propósito de eliminar las barreras a las que se enfrentan las empresas interesadas en la implementación de proyectos que aprovechan las energías renovables para generar electricidad. En 2003, propuso una “Guía de Gestiones” para implementar una planta de generación eléctrica que utiliza energías renovables en México, misma que integra todos los trámites e información sobre las formas y las vías en que se deben cumplir.

Posteriormente, la propia CONAE y el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), con el apoyo del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), integraron una versión interactiva

⁷⁵ *Back Up Generators* o BUG's

que actualizó la versión original y permite un fácil acceso a la información de trámites en una página web.⁷⁶

PEMEX es una institución que se ha visto beneficiada en muchos aspectos, es una de las principales empresas que genera energía eléctrica y portea sus excedentes locales a sus propias instalaciones, ya sea cercanas o lejanas. El mayor beneficio que presenta esta transacción es que PEMEX ahorra el sobreprecio que debería pagar en caso de consumir energía eléctrica generada por la CFE.

d. Tecnológicos

En la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente se otorgan incentivos fiscales a los programas de investigación científica y tecnológica que tengan por objetivo proteger el medio ambiente.

Gracias a los avances en investigación de tecnología, el aprovechamiento de las energías renovables se hace más eficiente, lo que ayuda a que la implementación de los proyectos de generación de electricidad a partir de energías renovables sea menos costosa.

Los centros de investigación como el IIE y el CIE deben trabajar en conjunto para desarrollar tecnología nacional que sea eficiente y que pueda competir con la tecnología desarrollada fuera del país, sobre todo para evitar el sobre costo que se presenta por la importación de tecnología extranjera.

e. Sociales

En las comunidades rurales que no tienen infraestructura de transmisión y distribución se les está dando financiamientos para que, a partir de energía solar puedan acceder a la electrificación de sus hogares, este programa lo está organizando la Secretaría de Energía.

Un incentivo que estará presente próximamente será el de las tarifas, pues las personas que decidan instalar un panel fotovoltaico en su casa, tendrán una disminución en su consumo de energía eléctrica. Esto será posible a través del Contrato de interconexión para Fuente de Energía Solar en Pequeña Escala que fue desarrollado por la Comisión Reguladora de Energía.

⁷⁶ <http://www.layerlin.com/propositos.html>

4.2 Financiamiento a través del Mercado Internacional de Bonos de Carbono

4.2.1 Gases de Efecto Invernadero (GEI)

Los gases de efecto invernadero retienen una parte de la radiación emitida por el sol en la superficie del planeta e impiden su salida de la atmósfera, lo que provoca un aumento de temperatura en el planeta, en la Tabla IV.5 se encuentran los gases de efecto invernadero más comunes y que tienen un mayor impacto sobre la atmósfera.

Tabla IV.5 Gases de Efecto Invernadero

<i>Gases</i>	<i>Fuentes</i>
<i>Bióxido de Carbono</i> <i>CO₂</i>	Quema de combustibles fósiles (carbón, derivados de gas y petróleo). Reacciones químicas en procesos industriales (como en la producción de cemento y acero). Cambio de uso de suelo (deforestación).
<i>Metano</i> <i>CH₄</i>	Descomposición anaerobia (cultivo de arroz, rellenos sanitarios, estiércol). Escape de gas en minas y pozos petroleros.
<i>Óxido nitroso</i> <i>N₂O</i>	Producción y uso de fertilizantes nitrogenados. Quema de combustibles fósiles.
<i>Hidrofluorocarbonos</i> <i>HFCs</i>	Proceso de manufactura. Se usan como refrigerantes.
<i>Perfluorocarbonos</i> <i>PFCs</i>	
<i>Hexafluoruro de Azufre</i> <i>SF₆</i>	Proceso de manufactura. Se usa como fluido dieléctrico.

Fuente: Inclán, 2005.

Algunos de los problemas que los GEI's pueden provocar son: cambios en la temperatura promedio de la superficie terrestre, afectación de la temperatura y nivel de los océanos, cambios drásticos en el patrón de precipitaciones pluviales, entre otros.

El problema más evidente que se han presentado debido a los GEI's, es que en la década de los 90 se calificó como la más caliente.

*Países No Anexo I (en desarrollo):*⁷⁷

-  No tienen compromisos cuantitativos.
-  Deben formular inventarios e implementar programas de mitigación de emisiones.
-  Tienen la oportunidad de aprovechar el mercado de reducción de emisiones.

Tabla IV.6 Países Anexo I

<i>Países Anexo I</i>	
Alemania	Irlanda
Australia	Irlanda del Norte
Austria	Islandia
Bélgica	Italia
Bielorrusia*	Japón
Bulgaria*	Letonia*
Canadá	Lituania*
Comunidad Económica Europea	Luxemburgo
Checoslovaquia*	Noruega
Dinamarca	Nueva Zelanda
España	Polonia*
Estados Unidos de América	Portugal
Estonia*	Reino Unido de Gran Bretaña
Federación Rusa*	Rumanía*
Finlandia	Suecia
Francia	Suiza
Grecia	Turquía
Holanda	Ucrania
Hungría*	

* Países en transición a economía de mercado

Fuente: Programa Synergy, 2005.

Países Anexo II:

-  Proveen asistencia financiera (incluida la transferencia tecnológica) a los países en desarrollo para que puedan cumplir sus obligaciones (Tabla IV.7).

⁷⁷ En el cual México está incluido.

Tabla IV.7 Países Anexo II

<i>Países Anexo II</i>	
Alemania	Irlanda
Australia	Irlanda del Norte
Austria	Islandia
Bélgica	Italia
Canadá	Japón
Comunidad Económica Europea	Luxemburgo
Dinamarca	Noruega
España	Nueva Zelanda
Estados Unidos de América	Portugal
Finlandia	Reino Unido de Gran Bretaña
Francia	Suecia
Grecia	Suiza
Holanda	Turquía

Fuente: Programa Synergy, 2005.

4.2.3 Protocolo de Kyoto (PK)

El PK entró en vigor en febrero de 2005, ha sido ratificado por 128 países, México lo ratificó en 2000 como país no Anexo I. Los países desarrollados acordaron reducir sus emisiones en 5.2 %, tomando como referencia sus emisiones de 1990 para el período de 2008 a 2012.

El PK estableció tres mecanismos flexibles para crear un Mercado de Carbono:

- ✓ Mecanismo de Desarrollo Limpio, MDL (un país en vías de desarrollo y uno desarrollado con compromisos de reducción)
- ✓ Implementación Conjunta (entre dos países desarrollados)
- ✓ Mercado de Carbono (entre dos países desarrollados)

Las Reducciones Certificadas de Emisiones, RCE,⁷⁸ deben asegurar que los beneficios ambientales sean reales, medibles, verificables y de largo plazo. Se debe comprobar que los RCE sean adicionales a lo que habría ocurrido en ausencia de la actividad (Línea Base).

Penalización a gobiernos: 1.3 de emisiones excedidos para el segundo período, prohibición de comerciar con emisiones, y obligación de un plan de cumplimiento.

⁷⁸ Una RCE corresponde a una tonelada de dióxido de carbono equivalente.

Penalización a empresas: 40 euros por tonelada (2005-2007) y 100 euros (2008-2012), más compensación de reducción de misiones en el período siguiente.

Bonos de Carbono

Los Bonos de Carbono permiten al desarrollador de un proyecto obtener un ingreso adicional por la venta en los mercados internacionales de la reducción de emisiones que el proyecto evita.

4.2.4 Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)

El MDL está definido en el artículo 12 del PK, mediante la implementación de proyectos, en países No Anexo I (sin compromisos obligatorios a la reducción de GEI), se obtienen Reducciones Certificadas de Emisiones que pueden ser utilizadas por países Anexo I para cumplir sus compromisos.

Los objetivos principales del MDL son:

- ✓ Ayudar a los países desarrollados a cumplir sus compromisos cuantitativos de reducción de emisiones.
- ✓ Promover el Desarrollo Sustentable en el país donde es instalado el proyecto.

Por la realización de estos proyectos, el País Anexo I recibe una cantidad de reducciones certificadas igual a la cantidad de gases que fueron reducidos por dichos proyectos.

Los proyectos que se pueden emprender por medio de MDL, deben cumplir con al menos una de las siguientes características:

- ✓ Evitar emisiones de gases de efecto invernadero (por medio de energías renovables, eficiencia energética, cambio de combustibles y otros).
- ✓ Captura de carbono (por medio de fotosíntesis en el sector forestal, secuestro geológico, etc.).
- ✓ Contribución al desarrollo sustentable de los países en desarrollo y faciliten el cumplimiento de compromisos de países del Anexo I.

Existen tres tipos de proyectos MDL: los MDL Ordinarios, los MDL Pequeña Escala y los Proyectos Sumideros, cada uno de estos tipos de proyectos debe cumplir con requisitos mínimos para poder acceder a un programa de financiamiento mediante MDL, en la Tabla IV.8 se expone un resumen de los requisitos indispensables con los que deben cumplir tanto el Proyecto, el País Anfitrión, y el País Anexo I.

Los proyectos MDL de Pequeña Escala son aquellos cuya implementación ayuda al desarrollo rural y contribuye a la erradicación de la pobreza en el ámbito geográfico de su ubicación. Para este tipo de proyectos se establecieron modalidades y procedimientos simplificados para minimizar posibles barreras y disminuir costos de transacción unitarios.⁷⁹

a. Ciclo de un proyecto MDL

En un proyecto MDL se presentan siete etapas (Figura IV.4):

1. *Diseño:* Los participantes deben evaluar la actividad del proyecto propuesta y los requisitos de elegibilidad (Tabla IV.8). El documento de Proyecto (DDP) debe incluir la metodología y determinación de la base de la referencia, el cálculo de la reducción de emisiones, y la metodología y plan de vigilancia de la actividad del proyecto.
2. *Validación:* Evaluación independiente del diseño por una Entidad Operacional Designada (EOD).
3. *Registro:* Aceptación oficial por la Junta Ejecutiva (JE) de un proyecto validado como proyecto MDL.
4. *Implementación del diseño (PP).*
5. *Vigilancia:* La vigilancia incluye la recopilación y archivo de todos los datos necesarios para medir o estimar las emisiones de GEI del proyecto MDL, de la base de referencia y el cálculo de las reducciones de emisiones debidas al proyecto (PP).

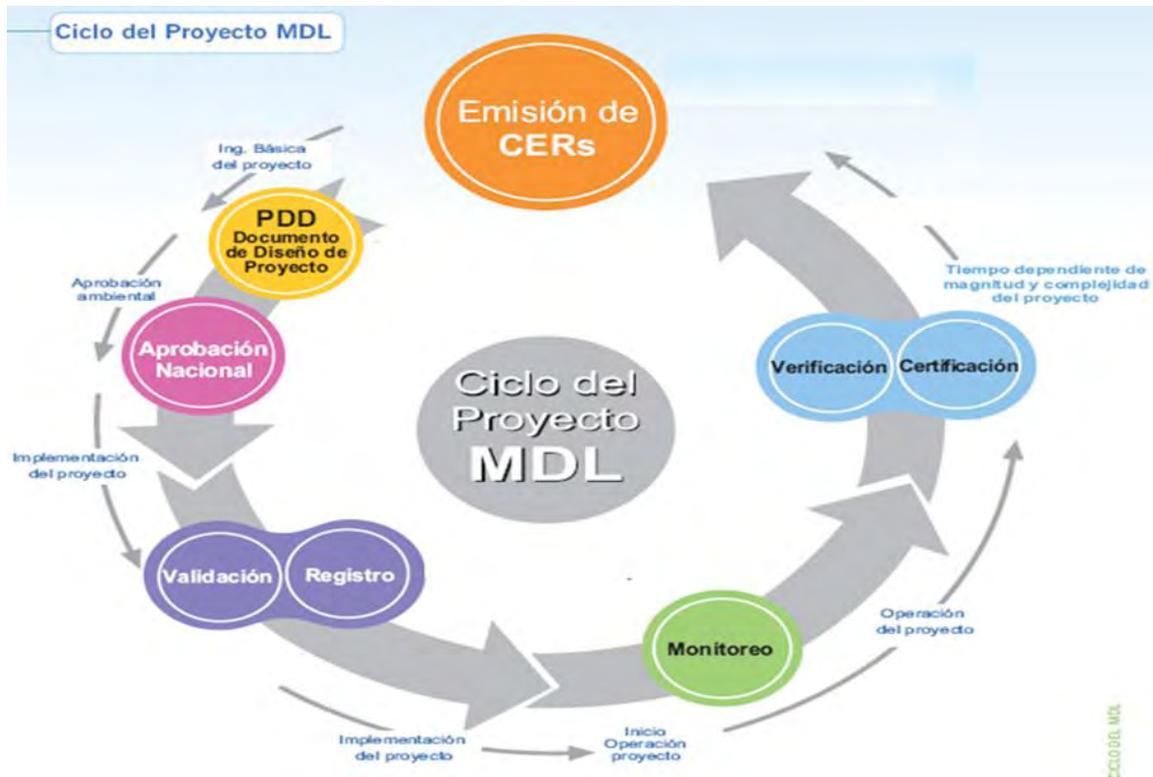
⁷⁹ Acuerdos de Marrakech (Decisión 17/CP.7 – 2001).

Tabla IV.8 Requisitos de Elegibilidad para los tipos de proyectos MDL

	<i>MDL Ordinarios</i>	<i>MDL Pequeña Escala</i>	<i>Proyectos Sumideros</i>
A cumplir por el proyecto		Cumplir con la definición de Pequeña Escala.	Sólo proyectos de forestación y reforestación.
	Sólo emisiones de GEI reconocidos por el PK.		
	Demostrar su contribución al desarrollo sustentable.		
	Aprobación por rescrito de la participación voluntaria expedida por la autoridad nacional designada de cada Parte.		
	Evitar el uso de ayuda oficial para el desarrollo.		
	Adicionalidad: Barreras o evidencia cuantitativa		Adicionalidad.
	Evitar el uso de créditos generados por plantas nucleares.		Evitar la coincidencia sistemática en verificación y períodos de máxima reserva de C.
	Valen proyectos que empezaron desde el año 2000.		
	Analizar efectos ambientales. Estudio de impacto ambiental si lo requiere el País anfitrión.	Analizar los efectos ambientales si así lo requiere el Parte anfitrión	Analizar las repercusiones socioeconómicas y ambientales incluidas las repercusiones en la biodiversidad y los ecosistemas naturales y las repercusiones fuera del ámbito del proyecto.
	Comentarios de los interesados locales y un informe dirigido a la EOD sobre cómo se tuvieron en cuenta los comentarios.		
Parte Anfitrión	Haber designado a una autoridad nacional para el MDL		
	Haber ratificado el Protocolo de Kyoto.		
		Seleccionar, y notificar a la JE definición de "bosque".	
Parte incluida en Anexo I	Haber designado a una autoridad nacional.		
	Haber ratificado el Protocolo de Kyoto.		
	Haber calculado su cantidad atribuida.		
	Haber establecido un registro nacional.		
	Tener un sistema nacional para la estimación de emisiones.		
	Haber entregado anualmente el último inventario requerido.		
	Haber presentado información suplementaria en la cantidad asignada.		
			Hay un límite cuantitativo. El primer período de compromiso $\leq 1\%$ de las emisiones del año base multiplicado por cinco.

Fuente: Programa Synergy, 2005.

6. *Verificación y certificación:* La verificación consiste en un examen independiente y periódico por una EOD de las reducciones de emisiones registradas; unida a la certificación escrita de la EOD confirmando las reducciones de emisiones durante un tiempo determinado.
7. *Expedición de las RCE por la Junta Ejecutiva del MDL*



Fuente: Quadri, 2008.

Figura IV.4 Ciclo del Proyecto MDL

Los principales actores del ciclo del proyecto MDL son los participantes del proyecto, la Autoridad Nacional Designada, la Entidad Operacional Designada y la Junta Ejecutiva del MDL, cada uno tiene funciones específicas que son descritas en la Tabla IV.9.

Tabla IV.9 Actores del ciclo del proyecto MDL y sus funciones

<i>Actores</i>	<i>Funciones desarrolladas</i>
Participantes del proyecto	Elaboración del Documento de Diseño del Proyecto (DPP), implementación del proyecto y plan de vigilancia de su operación
Autoridad Nacional Designada	<ul style="list-style-type: none"> • País Anexo I: Autorización de la participación voluntaria en el MDL de entidades públicas y/o privadas • País No Anexo I: Autorización de participación voluntaria de entidades. Revisión y aprobación del DDP en relación a su contribución al desarrollo sustentable del País anfitrión.
Entidad Operacional Designada	Entidad independiente acreditada por la Junta Ejecutiva para realizar las funciones de validación del proyecto MDL, y/o la verificación y certificación de las emisiones evitadas.
Junta Ejecutiva del MDL	<ul style="list-style-type: none"> • Supervisión del MDL siguiendo directrices de la CP/RP.⁸⁰ • Establecimiento de reglas relativas a metodologías de cálculo de la base de referencia, vigilancia de emisiones, y procedimientos de verificación, de aprobación del proyecto, y de acreditación de entidades operativas. • Procedimientos y definiciones para proyectos de pequeña escala y sumideros • Elaboración y gestión del registro MDL. • Información al público.

Fuente: Programa Synergy, 2005.

b. Base de referencia o Línea base

Es el escenario que representa las emisiones antropógenas por las fuentes de GEI que se producirían en caso de no realizarse el proyecto MDL propuesto. La base de referencia aplicada debe permitir calcular las emisiones de GEI que se esperarían en los escenarios habituales,⁸¹ comparar las emisiones de GEI de la base de referencia con las del proyecto para obtener una estimación de la reducción de emisiones que se espera lograr con el proyecto propuesto y comprobar que el proyecto es adicional y se represente realmente lo que ocurriría gracias al proyecto MDL.

⁸⁰ CP/RP, Conferencia de las Partes / Conferencia de las Partes en calidad de Reunión de las Partes.

⁸¹ Los escenarios habituales también son denominados: BAU, *Business As Usual*. Programa Synergy, 2005.

La metodología de la base de referencia debe estar fundamentada en los criterios establecidos, tomando en cuenta que el criterio debe ser elegido según la situación técnica y las características socio – económicas de la región del País anfitrión donde se va a ubicar el proyecto, los criterios son los siguientes:

- ☞ *“Las emisiones efectivas del momento o del pasado, según se aplique.*
- ☞ *Las emisiones con una tecnología que represente una línea de acción económicamente atractiva, teniendo en cuenta las barreras a las inversiones.*
- ☞ *Las tasas promedio de emisiones de actividades de proyecto análogas, realizadas en los cinco años anteriores en circunstancias sociales, económicas, ambientales y tecnológicas parecidas y con resultados que la sitúen dentro del 20 % superior a su categoría.”⁸²*

c. Adicionalidad

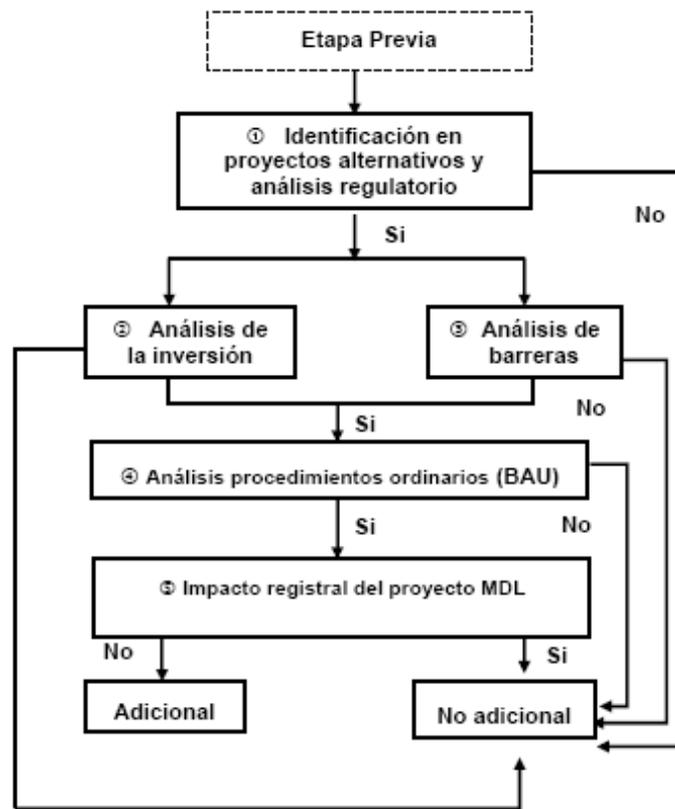
*“Un proyecto MDL es adicional si la reducción de emisiones antropógenas de GEI por fuentes es superior a la que se produciría de no realizarse el proyecto MDL propuesto”.*⁸³ Sin embargo, en la quinta reunión de la JE, se dio una definición alternativa: *“Un proyecto MDL es adicional si sus emisiones están por debajo de las de la base de referencia”.*

Ambas definiciones son importantes, y comprobar si un proyecto es adicional es un aspecto básico que se debe tomar en cuenta, pues sólo a los proyectos que demuestren ser adicionales se les otorgan los créditos por la reducción de emisiones antropógenas de GEI.

Una descripción de una o más barreras a que se enfrenta el proyecto MDL, tanto de inversión, tecnológicas, etc.; y si el tipo de proyecto MDL propuesto no es típico en el área geográfica de su implantación, y no es exigido por la legislación o regulación del País anfitrión, puede ayudar a demostrar la adicionalidad del proyecto MDL.

⁸² Establecido en las Modalidades y Procedimientos del MDL (párrafo 48).

⁸³ Modalidades y Procedimientos del MDL (párrafo 43).



Fuente: Programa Synergy, 2005.

Figura IV.5 Pruebas de Adicionalidad de Proyectos MDL

4.2.5 *Importancia del mercado de Bonos de Carbono para México*

a. Importancia financiera de los Bonos de Carbono:

- ✓ Corriente adicional de ingresos para nuevas inversiones y mejorar la rentabilidad de los proyectos.⁸⁴
- ✓ Elemento valioso en la estructuración financiera de proyectos.
- ✓ Pueden usarse como colateral o garantía en operaciones de crédito.
- ✓ En ocasiones, pueden pagar proyectos con beneficios ambientales y económicos considerables.
- ✓ Son capaces de financiar infraestructura asociada al desarrollo de proyectos (ej. Líneas de transmisión).

⁸⁴ ERPA, *Emissions Reduction Purchase Agreement*.

El Instituto Nacional de Ecología (INE) ha estimado que México tiene un potencial de reducción y captura de emisiones cercano a los 81 millones de toneladas de CO₂/año entre el 2008 y 2012. Estos ingresos ayudarán a promover el desarrollo de proyectos en los sectores energético industrial agrícola y forestal. En el mercado del MDL, esto podría traducirse en ingresos de más de 480 millones de Euros anuales.⁸⁵

Sin embargo, según la firma Noruega DNV, CFE puede tener un mercado de reducción de emisiones del orden de 100 MMUSD/años. Es necesario evaluar el potencial real del mercado y realizar proyectos demostrativos.

Precio: Es importante buscar diversas alternativas en el Mercado Internacional, es un mercado volátil en desarrollo con variaciones de condiciones de compra.

b. Cartera Actual de proyectos MDL en México

A la fecha se tienen cinco proyectos hidroeléctricos, de los cuales tres ya están registrados y uno esta en etapa de validación, el estado que se esta viendo beneficiado es Michoacán, pues ahí se encuentran dos de los proyectos (Tabla IV.10), las reducciones estimadas de emisiones totales ascenderán a 191 ktons de CO₂ equivalente por año.

⁸⁵ Inclán, 2005.

Tabla IV.10 Proyectos Hidroeléctricos

Nombre del proyecto	Fecha de expedición de la Carta de Aprobación	Etapas del Ciclo del Proyecto	Reducción estimada de emisiones (ktons de CO ₂ equivalente /año)	Ubicación
Proyecto hidroeléctrico Las Trojes, Hidroelectricidad del Pacífico S. de R.L. de C.V.	16 de febrero de 2005	Registrado con Expedición de RCEs	21	Michoacán
Proyecto hidroeléctrico Benito Juárez, Electricidad del Istmo S.A. de C.V.	16 de febrero de 2005	Validación (PDD - V1 21/01/2003)	41	Oaxaca
Proyecto hidroeléctrico Chilatán, Proveedor de Electricidad de Occidente S. de R.L. de C.V.	16 de febrero de 2005	Registrado	33	Michoacán
Proyecto hidroeléctrico El Gallo, Mexicana de Hidroelectricidad MEXHIDRO S. de R. L. de C.V.	16 de febrero de 2005	Registrado	66	Guerrero
Santa Gertrudis Proyecto de energía renovable conectado a la red, PROENERMEX	5 de febrero de 2005		30	Veracruz
Total de proyectos hidroeléctricos		5	191	

Fuente: <http://www.semarnat.gob.mx/>.

Hay ocho proyectos de energía eólica en la cartera actual, de los cuales cinco ya fueron registrados y tres están en proceso de validación, siete de los proyectos serán instalados en el estado de Oaxaca, y uno estará en Baja California, las reducciones estimadas de emisiones totales ascenderá a 2 264 ktons de CO₂ equivalente por año (Tabla IV.4).

Tabla IV.11 Proyectos de Energía Eólica

Nombre del proyecto	Fecha de expedición de la Carta de Aprobación	Etapas del Ciclo del Proyecto	Reducción estimada de emisiones (Ktons de CO ₂ equivalente /año)	Ubicación
Bii Nee Stipa-La Ventosa, Gamesa Energía	20 de abril de 2005	Registrado	310	Oaxaca
Bii Nee Stipa III: Parque eólico 164 MW-La Ventosa, Gamesa Energía	8 de marzo de 2006	Registrado	291	Oaxaca
Proyecto Eólico Eurús, CEMEX	4 de agosto de 2006	Registrado	600	Oaxaca
La Venta II, CFE	10 de octubre de 2006	Registrado	193	Oaxaca
La Ventosa Parques Ecológicos de México (PEM)	3 de noviembre de 2006	Registrado	224	Oaxaca
Parque eólica Baja California 2000, Baja California 2000, S.A. de C.V.	27 de agosto de 2007	Validación (PDD-V1 25/06/2007)	17	Baja California
Parque eólico de Bii Stinu, Eoliatic del Istmo, S.A.P. de C.V.	27 de agosto de 2007	Validación (PDD-V1 30/06/2007)	299	Oaxaca
Parque eólico de Santo Domingo, Eoliatic del Pacífico, S.A.P.I. de C.V.	27 de agosto de 2007	Validación (PDD-V1 30/06/2007)	330	Oaxaca
Total de proyectos eólicos		8	2,264	

El 8 de enero de 2008, se publicó que la empresa española Iberdrola registro una central eoloeletrica como proyecto MDL, misma que deberá entrar en operación el primer semestre de 2008.

Fuente: <http://www.semarnat.gob.mx/>.

México tiene convenios de colaboración para la implementación de Proyectos MDL con diferentes países, entre los que destacan:

 Austria

 España

 Francia

 Holanda

 Canadá

 Dinamarca

 Italia

 Banco Japonés para la
Cooperación Internacional

Las áreas potenciales de participación del Sector Energía para la reducción de emisiones de GEI son:

- ✓ Generación de electricidad (viento, biogás, biomasa, mini-hidros).
- ✓ Aplicaciones en el sector rural (fotovoltaico y mini-hidro).
- ✓ Repotenciación de hidroeléctricas.
- ✓ Generación de electricidad con combustibles más limpios.
- ✓ Cogeneración.
- ✓ Secuestro Geológico de Carbono.

4.3 Proyectos futuros con participación privada aprovechando energías renovables

La participación privada en proyectos de generación de energía eléctrica ha venido creciendo considerablemente. La capacidad efectiva contratada por CFE a Productores Independientes esta aumentando en 2005, se tuvo una capacidad de 8 251 MW y en 2006, 10 387 MW.

Los proyectos bajo la modalidad de autoabastecimiento tuvieron un crecimiento menor en cuanto a capacidad, pero con respecto a número de permisos autorizados el crecimiento fue mayor.⁸⁶

La capacidad instalada de generación de energía eléctrica de permisionarios aumento 14.7 % en 2006 con respecto a 2005 y el combustible más utilizado es el gas natural.

En 2006, se generaron 256 422 GWh, de los cuales 47 901 GWh fueron generados a partir de fuentes de energías renovables, entre las que destacan las centrales hidroeléctricas cuya aportación fue de 63.3 % de dichos 47 901 GWh.

La Secretaria de Energía año con año elabora un documento que expone la evolución y expansión del sector eléctrico y se hace una planeación a diez años, se hacen estimaciones del consumo y demanda de energía eléctrica tanto nacional como sectorial y regional.

En el análisis de la expansión del SEN, se considera la participación del sector público y también del sector privado que realiza actividades de autogeneración.

⁸⁶ Estos datos están detallados en el Capítulo 3.

En la planeación del sistema eléctrico, se toman en cuenta los precios de combustibles y costos de inversión para las tecnologías de generación

En la diversificación de fuentes de generación, se consideran la evaluación e inclusión del carbón y las energías renovables.

4.3.1 Programa de expansión

El programa de expansión del SEN se integra por la planeación del servicio público (CFE y LFC) y la proyección de adiciones de capacidad de permisionarios de autoabastecimiento y cogeneración; y debe satisfacer las estimaciones de demanda y consumo de energía eléctrica para los próximos diez años en que se hace la prospectiva, y se consideran dos tipos de requerimientos: la capacidad en construcción o licitación y la capacidad adicional.⁸⁷ La planeación de la capacidad adicional se selecciona bajo criterios de menor costo total de largo plazo.

La capacidad adicional para el período comprendido entre 2007-2016 se presenta en la tabla IV.12, la tecnología que tiene una mayor participación es ciclo combinado que representará poco más del 50 %, seguida del carbón con 12.8 %.

Tabla IV.12 Capacidad Adicional por tecnología 2007-2016

<i>Tecnología</i>	<i>Capacidad adicional (MW)</i>			<i>Participación porcentual</i>
	<i>Comprometida</i>	<i>No comprometida</i>	<i>Total</i>	
Ciclo combinado	2 677	8 385	11 062	51.0
Turbina de Vapor	0	0	0	0
Hidroeléctrica	1 500	1 164	2 664	12.3
Combustóleo	0	0	0	0
Carbón	678	2 100	2 778	12.8
Geotermia	0	158	158	0.7
Nuclear	0	0	0	0
Turbogás	416	36	452	2.1
Combustión Interna	42	112	154	0.7
Eólica	185	406	591	2.7
Libre	0	3 826	3 826	17.6
<i>Total Servicio Público*</i>	5 498	16 187	21 685	100

* Se incluye la aportación de PIE's

Fuente: SENER, 2007.

⁸⁷ Capacidad futura que se licitará en función de su fecha programada de operación.

En cuanto a energías renovables, la hidroeléctrica con una participación porcentual de 12.3 % por otro lado la geotermia sólo tendrá una participación de 0.7 %, mientras que la energía eólica tendrá 2.7 % de la aportación total en capacidad adicional.

4.3.2 Evolución de la capacidad instalada

En esta sección vamos a realizar un análisis de la evolución de la capacidad instalada en el período comprendido entre 2006-2016, para lo cual la Tabla IV.13, nos servirá como referencia, esta tabla fue calculada a partir de datos de la prospectiva.

Tabla IV.13 Evolución de la capacidad de generación eléctrica instalada 2006-2016

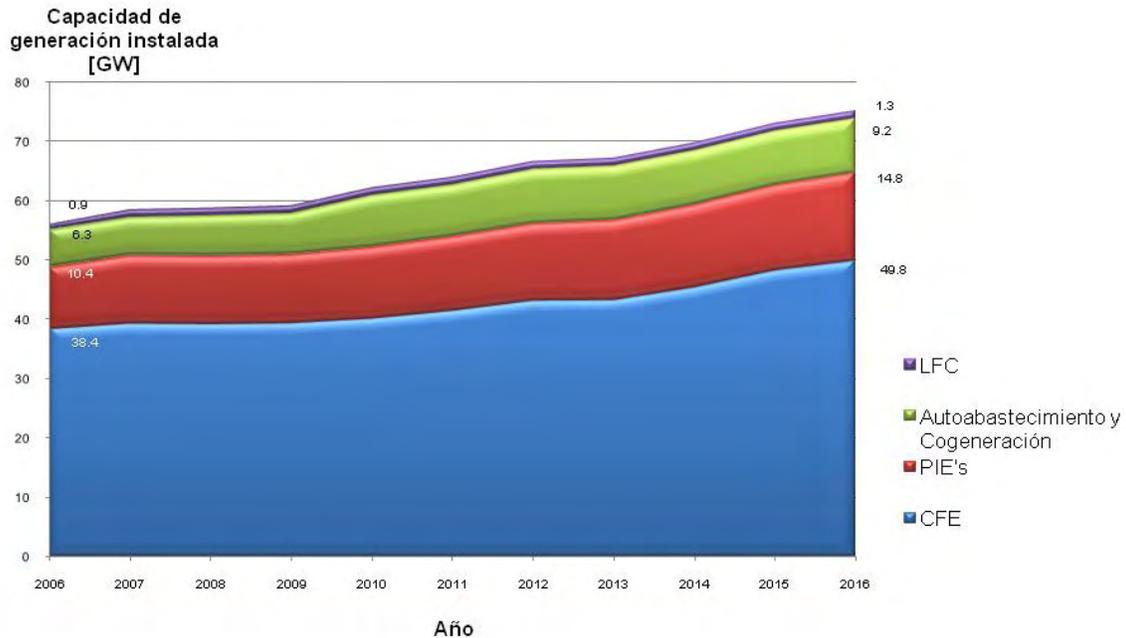
	Evolución de la capacidad instalada por años (MW)										
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Proyectos existentes (sin Pemex)	1 991.5	1 991.5	1 991.5	1 991.5	1 991.5	1 991.5	1 991.5	1 991.5	1 991.5	1 991.5	1 991.5
Autoabastecimiento y Cogeneración	4 322.0	4 397.0	4 771.0	4 914.0	6 720.0	6 720.0	7 200.0	7 200.0	7 200.0	7 200.0	7 200.0
PIE	10 387.0	11 457.0	11 457.0	11 558.0	12 024.0	12 490.0	12 956.0	13 422.0	13 888.0	14 354.0	14 820.0
CFE	38 382.0	39 318.0	39 218.0	39 363.0	40 135.0	41 437.0	43 135.0	43 222.0	45 345.0	48 177.0	49 819.0
LFC	879.3	1 295.3	1 295.3	1 295.3	1 295.3	1 295.3	1 295.3	1 295.3	1 295.3	1 295.3	1 295.3
Total Nacional	55 961.9	58 458.9	58 732.9	59 121.9	62 165.9	63 933.9	66 577.9	67 130.9	69 719.9	73 017.9	75 125.9

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SENER, 2007 y www.cre.gob.mx.

Para obtener el total de servicio público (que incluye CFE, LFC y PIE) se analizaron tablas reportadas en la prospectiva, de esta forma obtuvimos la evolución de la capacidad de generación eléctrica instalada.

La capacidad total instalada en el año 2006, fue de 55 961 MW y se espera tener un crecimiento tal que alcanzaremos los 75 125 MW de capacidad de generación instalada en el año 2016. CFE tendrá 11 437 MW adicionales en este período. Las tecnologías más utilizadas serán ciclo combinado y carbocarbónica, por el lado de las renovables la que tendrá una mayor participación seguirá siendo la hidroeléctrica, seguida de la eólica y la geotérmica que sólo presentará un crecimiento de 158 MW de 2006-2016.

La mayor aportación al SEN, es la que tiene CFE y el segundo sitio lo ocupan los PIE, modalidad que en sus inicios como combustible utilizaba únicamente gas natural y en los próximos años entraran en operación las primeras centrales eoloeléctricas bajo esta modalidad (Figura IV.6).



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SENER, 2007 y www.cre.gob.mx.

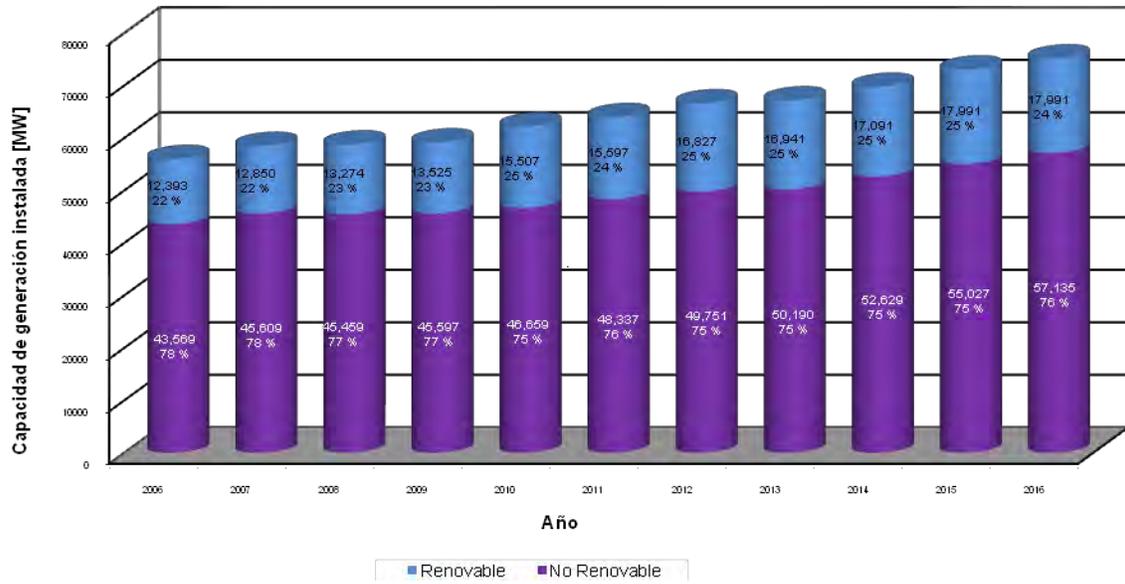
Figura IV.6 Evolución esperada de la capacidad de generación eléctrica instalada 2006-2016

El total nacional fue dividido con diferentes criterios para hacer un estudio más específico según nuestros intereses particulares, a continuación se presentan los criterios analizados.

a. Tecnología: Renovable – No Renovable

Nuestro primer criterio fue diferenciar cuanta capacidad de generación se tiene instalada mediante tecnologías renovables y cuanto se tiene con tecnologías no renovables (Figura IV.7).

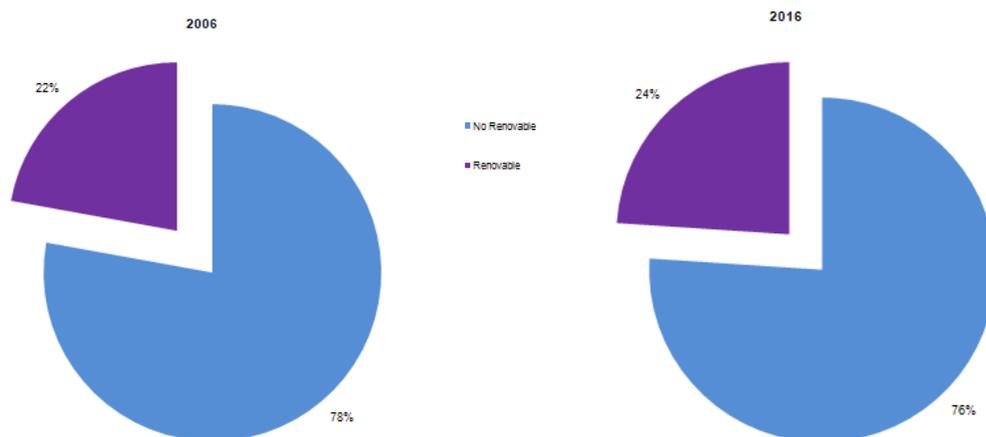
Las tecnologías no renovables obtuvieron una participación porcentual cercana a 78 % en 2006, este valor se mantendrá constante hasta el año 2009, pues en 2010 disminuirá a 75 % y se conservará cercano a ese valor, para finalmente en 2016 tener una participación de 76.1 % de la capacidad instalada.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SENER, 2007 y www.cre.gob.mx.

Figura IV.7 Total nacional de capacidad de generación eléctrica instalada 2006-2016, por tecnología

Las tecnologías renovables presentarán un crecimiento de 20% en su participación en la capacidad de generación instalada de 2006-2016. En 2006, representaron el 22 %, y en 2016 tendrán una participación de aproximadamente 24 %. En el año 2012 se presentará el mayor porcentaje pues se alcanzará el 25.3 % de participación porcentual del total nacional.



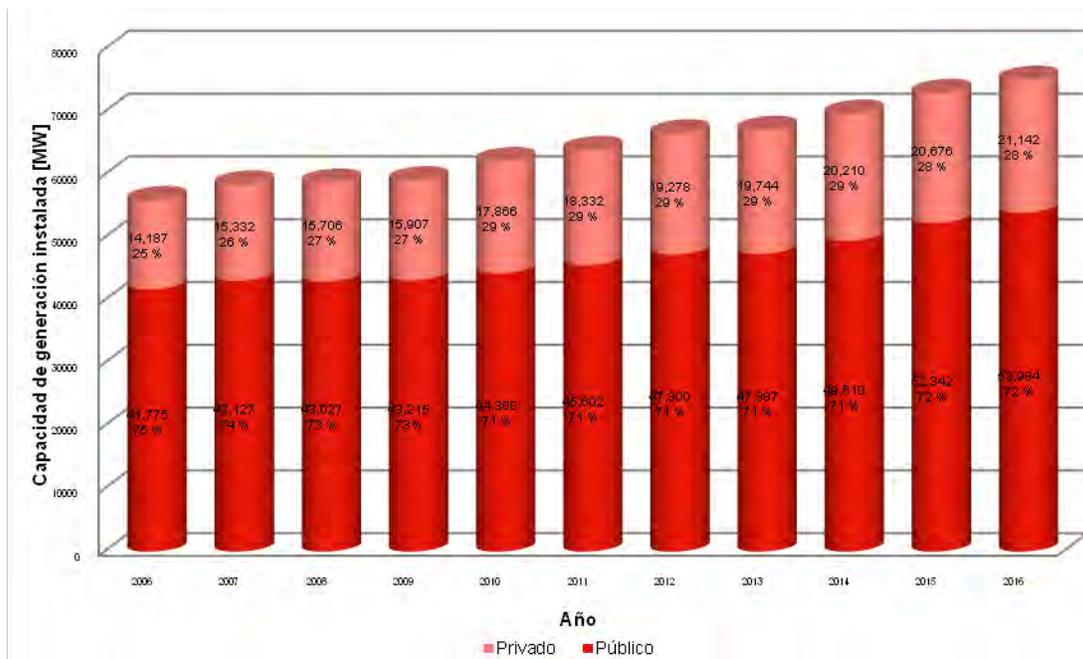
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SENER, 2007 y www.cre.gob.mx.

Figura IV.8 Comparativa de la participación porcentual en la capacidad de generación eléctrica 2006-2016, por tecnología

La tendencia a aumentar el uso de tecnologías renovables es muy poca; sin embargo, mediante algunos cambios y renovaciones que se le ha hecho al marco regulatorio esta tendencia puede ir mejorando.

b. Sector: Público – Privado

Analizamos el total nacional para dos tipos de sectores: público y privado. El sector público posee aproximadamente la tercera parte de la capacidad instalada, 75 % en 2006, sin embargo esta participación presentará una tendencia a disminuir, finalmente en 2016 la participación del sector público será de 71 %.

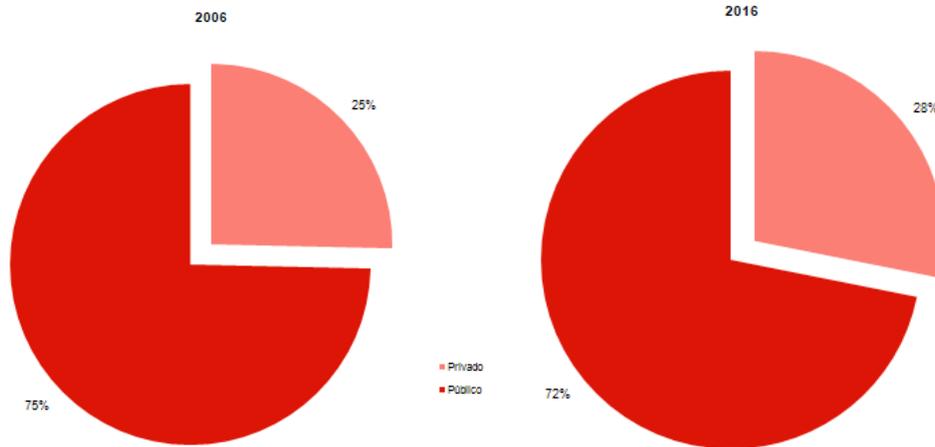


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SENER, 2007 y www.cre.gob.mx.

Figura IV.9 Total nacional de capacidad de generación eléctrica instalada 2006-2016, por sector

El sector privado presentará un aumento de tres puntos porcentuales si se hace una comparación de la participación que presentó en 2006 y la participación que tendrá en 2016.

Estos resultados nos demuestran una vez más la tendencia de crecimiento de la participación del sector privado, que desde el año 1992 se ha manifestado (Figura IV.10).

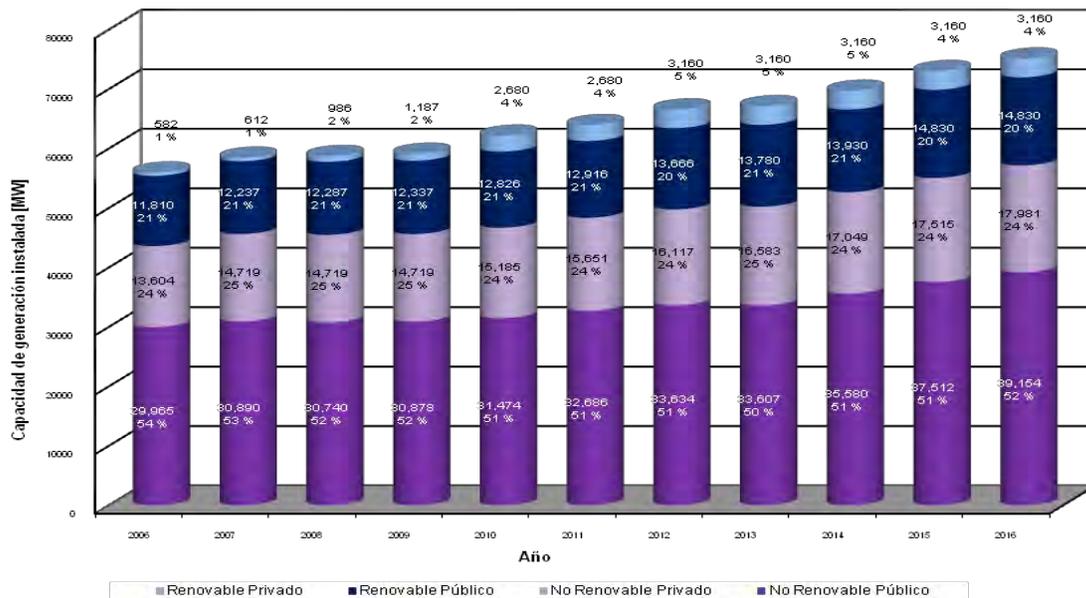


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SENER, 2007 y www.cre.gob.mx.

Figura IV.10 Comparativa de la participación porcentual en la capacidad de generación eléctrica 2006-2016, por sector

c. Tecnología: Renovable – No Renovable y Sector: Público – Privado

En el total nacional, la inversión pública todavía sigue siendo mayoritaria tanto en las tecnologías renovables como no renovables (Figura IV.11).

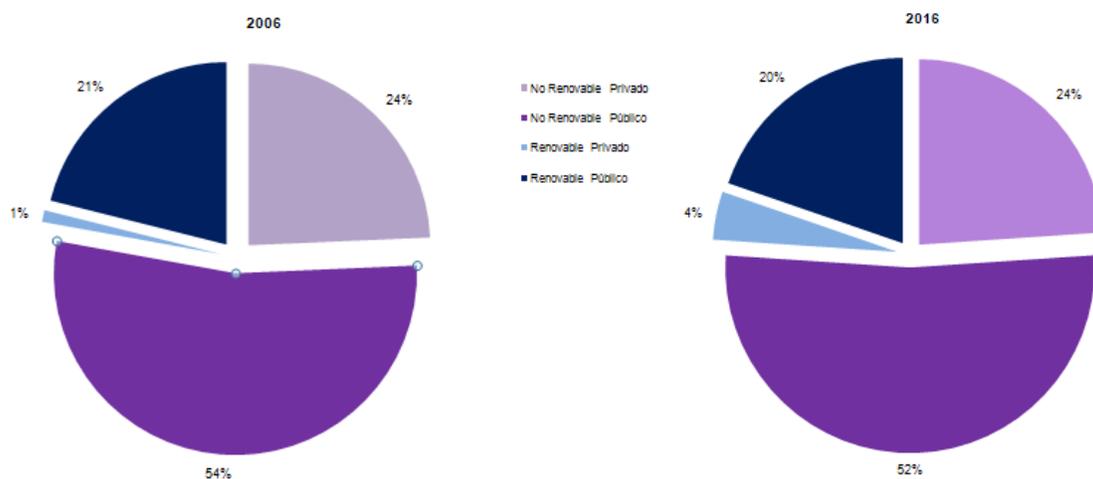


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SENER, 2007 y www.cre.gob.mx.

Figura IV.11 Total nacional de capacidad de generación eléctrica instalada 2006-2016, por tecnología y sector

La tecnología no renovable en el sector público mantendrá una participación porcentual constante a lo largo del período 2006-2016, de aproximadamente 68 %.

En tecnología renovable el sector público presentará una disminución de poco más de diez puntos porcentuales ya que en 2006 representó el 95 % de las tecnologías renovables totales y en 2016 tendrá el 82.4 % del total de tecnologías renovables (Figura IV.12).



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SENER, 2007 y www.cre.gob.mx.

Figura IV.12 Comparativa de la participación porcentual en la capacidad de generación eléctrica 2006-2016, por tecnología y sector

En el sector público se requiere una inversión total en el período de 2007-2016 de 696 539 millones de pesos de 2007 (Tabla IV.14).

Tabla IV.14 Requerimientos de Inversión 2007-2016 (millones de pesos de 2007)*

<i>Concepto</i>	<i>Total en el período 2007-2016, (millones de pesos de 2007)</i>
Generación	302 315
Transmisión	135 912
Distribución	168 817
Mantenimiento	82 165
Otras Inversiones Presupuestales**	7 331
Total	696 539

* Costos instantáneos de obras (excluyendo costos financieros) a precios constantes e incluyen un monto de 6 % para contingencias en proyectos de transmisión y subtransmisión (CFE), con información disponible al 18 de octubre de 2007

** Incluye CFE y LFC

Fuente: SENER, 2007.

La inversión total que se tendrá por sector es la siguiente: la generación tendrá una participación del 43.4 %, seguido de la distribución que participará con 24.24 %, la transmisión tendrá una participación porcentual de 11.8 % y la que presentará un dinamismo menor serán las inversiones presupuestales, con 1.05 %, en las que son incluidas LFC y CFE.

Los requerimientos de inversión en la generación de energía eléctrica total serán de 302 315 millones de pesos de 2007. La inversión de los PIE en el período 2007-2016 será de 32 969 millones de pesos de 2007, la inversión privada OPF será de 149 880 millones de pesos de 2007 (Tabla IV.15).

Tabla IV.15 Requerimientos de inversión en Generación desglosada 2007-2016 (millones de pesos de 2007)

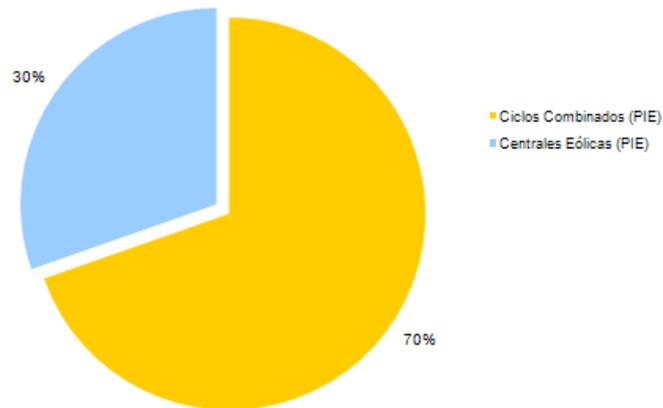
<i>Tecnología</i>	<i>Total en el período 2007-2016 (millones de pesos de 2007)</i>
Ciclos Combinados (PIE)	22 966
Centrales Eólicas (PIE)	10 003
<i>Inversión Total PIE</i>	<i>32 969</i>
Hidroeléctricas	33 301
Geotermoeléctricas y Eólicas	4 278
Ciclos Combinados	39 201
Carboeléctricas	50 364
Unidades Diesel	7 404
Rehabilitación y modernización	15 335
<i>Inversión Privada (OPF)</i>	<i>149 880</i>
<i>Inversión Presupuestal**</i>	<i>28 898</i>
<i>Obras con Esquema por definir</i>	<i>90 568</i>
<i>Inversión total en Generación</i>	<i>302 315</i>

** Incluye CFE y LFC

Fuente: SENER, 2007.

La inversión presupuestal en generación de energía eléctrica será de 28 898 millones de pesos de 2007, cantidad que será menor que la inversión por PIE's. Existen proyectos que todavía no tienen definido un esquema de financiamiento, este financiamiento puede ser de tipo PIE o puede provenir de OPF, la inversión que todavía no tiene un esquema de financiamiento definido será de 90 568 millones de pesos de 2007.

La inversión por tecnología que presentarán los PIE's, será para ciclo combinado de 22 966 millones de pesos de 2007, y para eoloeléctricas de 10 003 millones de pesos de 2007, la participación porcentual al final del período de estudio (2016) será la que se muestra en la Figura IV.13.

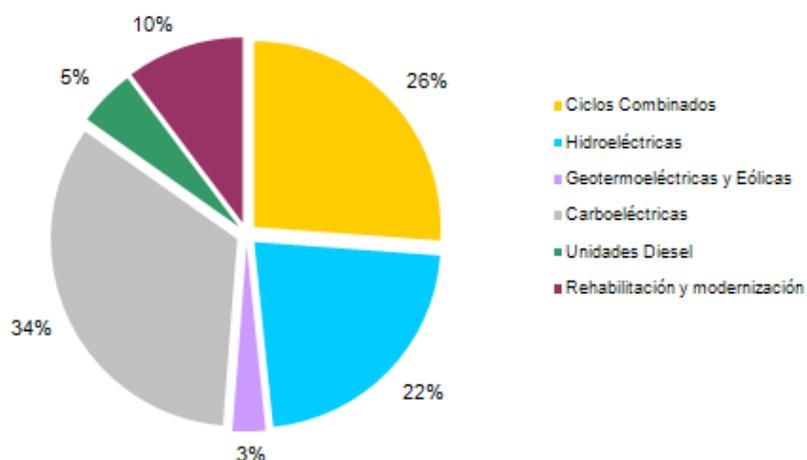


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SENER, 2007 y www.cre.gob.mx.

Figura IV.13 Comparativa de la participación porcentual en capacidad de generación eléctrica en 2016 de la inversión de los PIE's, por tecnología

La inversión privada OPF gastará 50 364 millones de pesos de 2007 en centrales carboeléctricas, 39 201 millones de pesos de 2007 en centrales de ciclo combinado. Se invertirá también en unidades de diesel y la rehabilitación y modernización requerirá de una inversión total en el período 2007-2016 de 15 335 millones de pesos de 2007.

En cuanto a energías renovables invertirá más en centrales hidroeléctricas, 33 301 millones de pesos de 2007, y en centrales geotérmicas y eólicas únicamente se gastaran 4 278 millones de pesos de 2007 (Figura IV.14)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SENER, 2007 y www.cre.gob.mx.

Figura IV.14 Comparativa de la participación porcentual en capacidad de generación eléctrica en 2016 de la inversión privada OPE, por tecnología

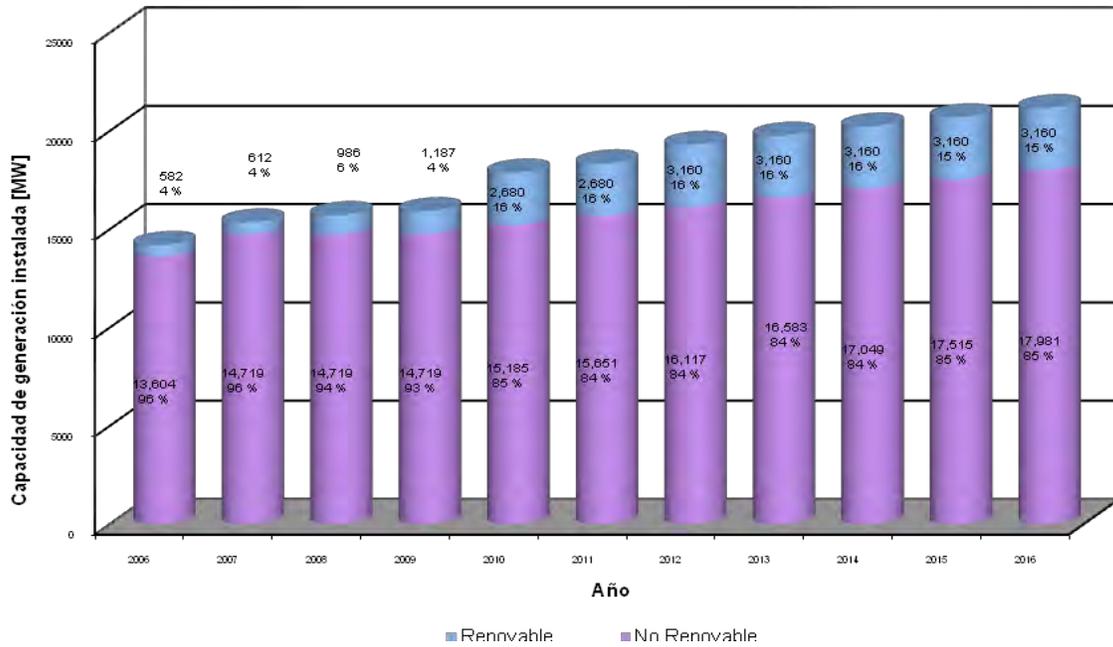
Para la expansión del sistema de generación, se tiene una cartera de proyectos a los cuales se les debe hacer estudios de factibilidad y estimaciones de costos. Para hacer factible la construcción se hacen estudios para seleccionar el sitio y el posible impacto ambiental.

La evaluación técnica de los insumos principales toma en cuenta la disponibilidad del predio, la interconexión al SEN, el suministro de agua, combustible e infraestructura de acceso.

La evaluación económico – financiera considera los costos de inversión y operación. En la evaluación social los aspectos legales y la normatividad ambiental son los aspectos más importantes.

d. Sector: Privado y Tecnología: Renovable – No Renovable

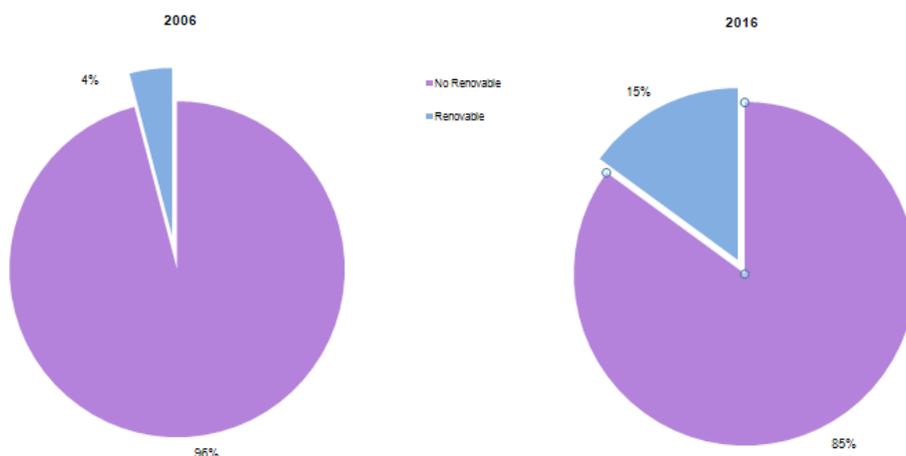
El sector privado en 2006 participó con 14 186 MW instalados, de los cuales 13 604 MW provienen de tecnologías no renovables principalmente ciclo combinado, cuya aportación mayoritaria es la capacidad instalada por los productores independientes de energía (Figura IV.15).



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SENER, 2007 y www.cre.gob.mx.

Figura IV.15 Total nacional de capacidad de generación eléctrica instalada 2006-2016, sector privado por tecnología

Otras tecnologías no renovables que también son utilizadas de manera significativa son la turbina de vapor, de gas y combustión interna. El aumento de tecnologías renovables es notable pues se incrementaron en aproximadamente diez puntos porcentuales mismos que disminuirán las tecnologías no renovables (Figura IV.16).



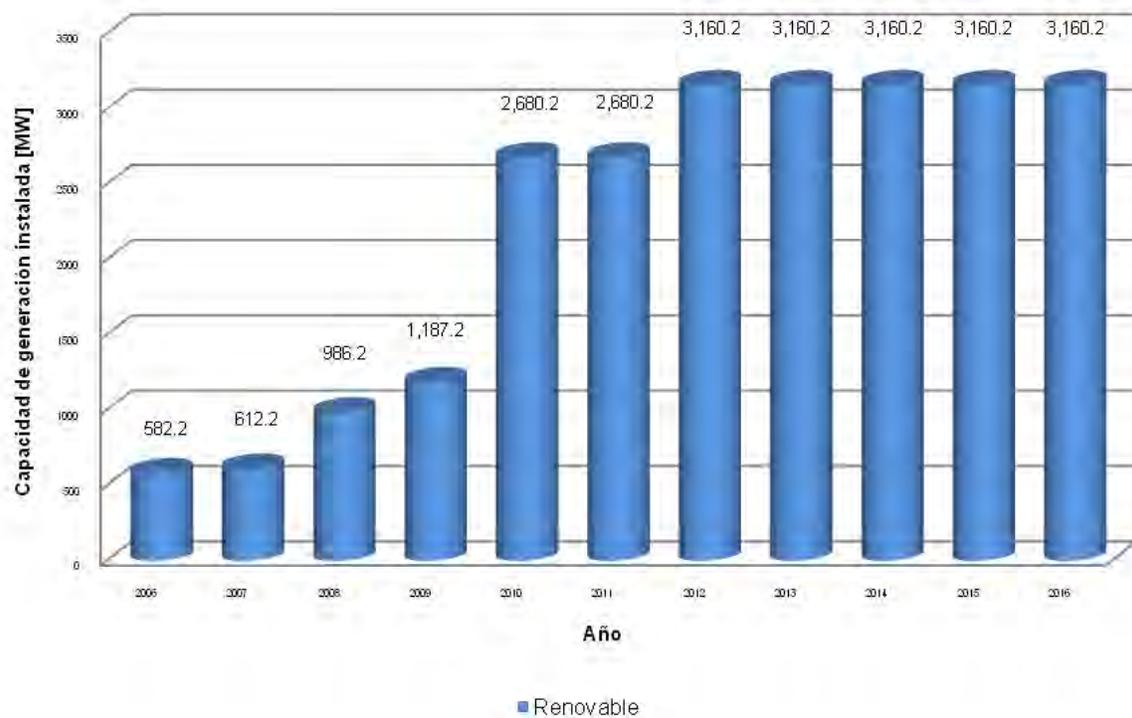
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SENER, 2007 y www.cre.gob.mx.

Figura IV.16 Comparativa de la participación porcentual en la capacidad de generación eléctrica instalada 2006-2016, sector privado por tecnología

e. Tecnología: Renovable y Sector: Privado

En esta sección, el sector privado está integrado por los Productores Independientes de Energía, los Autoabastecedores y Cogeneradores y se toma en cuenta tanto el autoabastecimiento local como remoto. La participación del autoabastecimiento remoto tiene una tendencia al crecer, y la mayoría de las empresas que participan en esta modalidad.

El sector privado participa de manera escasa con tecnologías renovables. En 2006, presentó una capacidad instalada de 582 MW, al año 2009 tendrá una capacidad de generación instalada de 1 187 MW y será hasta el 2012 que alcance su máxima capacidad de generación instalada de 3 160 MW, y debido a la ausencia de nuevas adiciones se quedará en esa cifra hasta el año 2016 (Figura IV.17).



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SENER, 2007 y www.cre.gob.mx.

Figura IV.17 Total nacional de capacidad de generación eléctrica instalada 2006-2016, sector privado tecnología renovable

En total para el período de 2006-2016 se instalarán 3 160 MW (Tabla IV.16), de los cuales 2 068 MW de capacidad instalada proveniente de centrales eoloeléctricas, para centrales hidroeléctricas sólo se tiene contemplado alcanzar una capacidad de generación instalada de 102 MW hasta el final del período.

Tabla IV.16 Capacidad instalada adicional de autoabastecimiento, cogeneración y productor independiente de energía, 2006-2016

Empresa	Tecnología	Modalidad	Año de entrada en operación	Capacidad instalada [MW]
Termoeléctrica Peñoles	Lecho Fluidizado	Aut. y Cog.	2006	260
Termoeléctrica del Golfo	Lecho Fluidizado	Aut. y Cog.	2006	250
Varios*	Turbina Hidráulica	Aut. y Cog.	2006	45
Proveedora de Electricidad de Occidente	Turbina Hidráulica	Aut. y Cog.	2006	19
Hidroelectricidad del Pacífico	Turbina Hidráulica	Aut. y Cog.	2006	8
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro	Turbina Hidráulica	Aut. y Cog.	2007	30
Eurus	Eoloeléctrica	Aut. y Cog.	2008	250
Parques Ecológicos de México	Eoloeléctrica	Aut. y Cog.	2008	80
BII NEE STIPA Energía Eólica	Eoloeléctrica	Aut. y Cog.	2008	23
Eoliatec del Istmo	Eoloeléctrica	Aut. y Cog.	2008	21
PIE's eólica	Eoloeléctrica	PIE	2009	101
Eléctrica del Valle de México	Eoloeléctrica	Aut. y Cog.	2009	50
Fuerza Eólica del Istmo (1a. Etapa)	Eoloeléctrica	Aut. y Cog.	2009	50
Preneal México	Eoloeléctrica	Aut. y Cog.	2010	396
Gamesa Energía	Eoloeléctrica	Aut. y Cog.	2010	288
Desarrollos Eólicos Mexicanos	Eoloeléctrica	Aut. y Cog.	2010	228
Unión Fenosa	Eoloeléctrica	Aut. y Cog.	2010	228
Eoliatec del Pacífico	Eoloeléctrica	Aut. y Cog.	2010	161
Eoliatec del Istmo	Eoloeléctrica	Aut. y Cog.	2010	142
Fuerza Eólica del Istmo (2a. Etapa)	Eoloeléctrica	Aut. y Cog.	2010	50
GDC Generadora	Lecho Fluidizado	Aut. y Cog.	2012	480
Total Privado / Renovable				3 160

* Estas empresas tiene permisos de autoabastecimiento local. El resto son proyectos de autoabastecimiento remoto.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SENER, 2007 y www.cre.gob.mx.

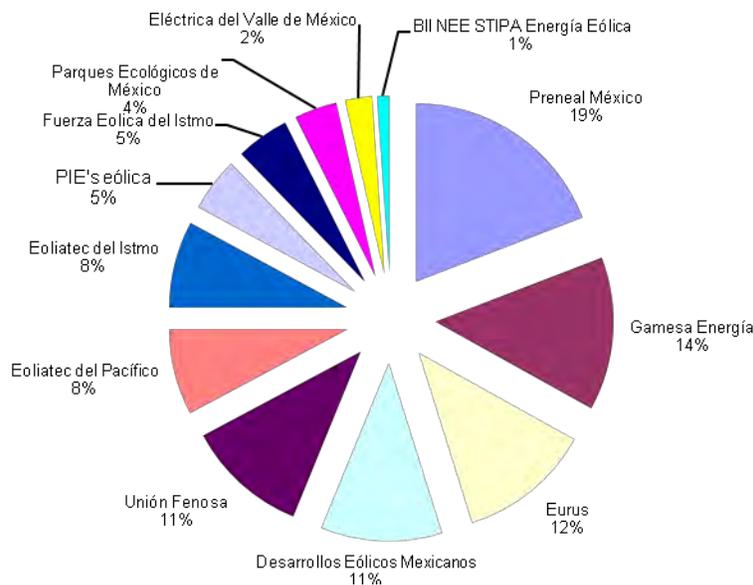
Sin embargo, las centrales hidroeléctricas pueden crecer más en aprovechamientos a pequeña escala, mismos que si son por capacidades menores de 0.5 MW, no requieren un permiso de

generación eléctrica y no son considerados en las estadísticas reportadas en la prospectiva que se publica anualmente.

Para la tecnología de lecho fluidizado únicamente se tendrán 990 MW instalado, las empresas que invirtieron en esta tecnología son: Termoeléctrica Peñoles y Termoeléctrica del Golfo con 260 MW cada una, estas centrales entraron en operación en 2006 y GDC Generadora con 480 MW que entrarán en operación en el año 2012.

La tecnología renovable que tendrá un crecimiento alto es la eoloeléctrica, gracias a la Temporada Abierta,⁸⁸ y a los incentivos tecnológicos que se están presentando, pues los factores de planta en el Istmo de Tehuantepec son altos.

En centrales eoloeléctricas, las empresas que tienen las capacidades de generación mayores son Preneal México con 396 MW, Gamesa Energía con una capacidad instalada de 288 MW, ambas centrales entrarán en operación el año 2010 y Eurus con 250 MW instalados que entrarán en operación en 2008. Las empresas que tienen una participación porcentual menor son Eoliatic del Istmo con 1.02 %, BII NEE STIPA Energía Eólica con 1.11 % y Eléctrica del Valle de México con 2.42% (Figura IV.18).



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SENER, 2007.

Figura IV.18 Comparativa de la participación porcentual por empresa en capacidad instalada de generación eléctrica a partir de centrales eoloeléctricas

⁸⁸ TA, Temporada Abierta procedimiento explicado en la primera sección de este capítulo.

4.4 Comparación de la situación futura de México con la situación actual de Argentina y Chile

La mayoría de los países de Latinoamérica han presentado una organización institucional y una estructura del mercado del sector eléctrico semejante, en los últimos cuarenta años, el desarrollo de dicho sector se ha caracterizado por etapas similares pero a ritmos diferentes para cada país.

En la primera etapa, la mayoría de los países que integran esta región desarrollaron una red interconectada que unió a sistemas aislados utilizados principalmente por instalaciones privadas que fueron expropiadas y pasaron a ser propiedad del estado; integrando así un monopolio encargado del desarrollo de sistemas de generación, transmisión y distribución, el monopolio tenía como principal objetivo expandir el servicio y cubrir el alto crecimiento de la demanda.

En la segunda etapa, se presentaron altas tasas de crecimiento en la población y se requirió una mayor inversión en otros sectores; así los monopolios creados, sufrieron fuertes crisis económicas y sus limitaciones principales fueron: la interferencia en la administración de las empresas del estado y en las políticas sectoriales, un deficiente marco regulatorio, amplios subsidios en las tarifas de electricidad y falta de incentivos para mejorar la eficiencia. Estos problemas, complementados con una alta inflación y altas tasas de devaluación, contribuyeron al deterioro de las empresas del estado, su pobre desempeño y malas inversiones, así como decaimiento de la confiabilidad y calidad del servicio y dificultades para financiar los planes de expansión, aspectos que limitaron el desarrollo económico del sector eléctrico. Pese a que se hicieron esfuerzos para implementar programas de rehabilitación a infraestructura, administración y finanzas, no fueron del todo exitosos.

En la tercera etapa, misma que algunos países todavía no llevan a cabo, se motivó la reducción de la inversión pública y a la opción de promover la inversión privada en el sector energético.

En los años ochenta, Chile fue el primero que hizo una gran reforma en su sector energético. A principios de los años noventa Argentina, Perú y Colombia siguieron esta tendencia internacional a través de la desregulación, competencia y privatización, tomando como base el esquema de Chile.

4.4.1 Marco regulatorio

a. Chile

El Estado únicamente tiene a su cargo las actividades regulatorias, fiscales y de planificación de inversiones en generación y transmisión, esta última función es sólo una recomendación y no es obligatoria para las empresas (Tabla IV.17).

Tabla IV.17 Marco Regulatorio del Sector Eléctrico en Chile

Marco Regulatorio	Instituciones participantes	Actividades
 Constitución de Chile  Decreto con Fuerza de Ley No. 4 de 2007. Ley General de Servicios Eléctricos	Comisión Nacional de Energía (CNE)	Comisión encargada de elaborar las políticas para el desarrollo del sector energético.
 DS. No. 327 de 1998. Reglamento de la Ley de Servicios Eléctricos	Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC)	Regula la operación de los cuatro sistemas interconectados.
 Ley No. 19.940. Sistemas de transporte de energía eléctrica	Ministerio de Economía, Fomento y reconstrucción	Fija las tarifas de distribución, los precios nudo y relaciones entre CDEC's.
 Normas técnicas.	Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)	Vigila el cumplimiento de las disposiciones legales.

Fuente: Zeferino et al, 2007.

En la industria eléctrica chilena participan un total de aproximadamente 31 empresas generadoras, 5 empresas transmisoras y 34 empresas distribuidoras. Todas estas empresas se encargan de suministrar la demanda, distribuida en cuatro sistemas eléctricos aislados que son:

 **Sistema Interconectado Central, SIC:** abastece a la población del país con potencia conectada menor o igual a 2 MW.

 **Sistema Interconectado del Norte Grande, SING:** abastece a grandes clientes (que han desarrollado sus propias líneas de transmisión). El 10 % de su capacidad total la vende a empresas distribuidoras.

 **Sistema Magallanes**⁸⁹

 **Sistema Aysen**

⁸⁹ Los sistemas Magallanes y Aysen son pequeños y en ellos únicamente participa un productor.

b. Argentina

El Estado tiene como principal función el de regular y supervisar la aplicación de lo establecido en la ley. En el sector generación se promueve la libre competencia, pero las empresas generadoras de energía eléctrica deben cumplir con las reglas de operación, seguridad y medioambiente, así como someterse a las reglas de despacho (Tabla IV.18).

Tabla IV.18 Marco Regulatorio del Sector Eléctrico en Argentina

Marco Regulatorio	Instituciones participantes	Actividades
 Constitución de Argentina	Secretaría de Energía	Autoridad de aplicación y reglamentación del marco regulatorio.
 Ley 24.065. Generación, Transporte y Distribución de Electricidad.	Ente Nacional Regulador de la Energía (ENRE)	Entidad encargada de la aplicación de la Ley 24.065.
 Reglamentación de la Ley 24.065  Decretos y Resoluciones	Organismo Encargado del Despacho (OED)	Coordinación de la operación técnica y administrativa del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista)
 Procedimientos técnicos	Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA)	Administración de las operaciones en el mercado eléctrico

Fuente: Zeferino et al, 2007.

Argentina, a diferencia de Chile, únicamente tiene un sistema eléctrico nacional, llamado Sistema Argentino de Interconexión (SADI). El SADI esta compuesto por diferentes regiones eléctricas:

-  Gran Buenos Aires, GBA
-  Litoral, LIT
-  Provincia de Buenos Aires, BAS
-  Comahue, COM
-  Noreste Argentino, NEA
-  Centro Noreste Argentino, NOA
-  Cuyo y Patagonia, PAT

El sector generación esta conformado por: Empresas Privadas, Nacionales/Binacionales, Provinciales y Autoproductores y Cogeneración.

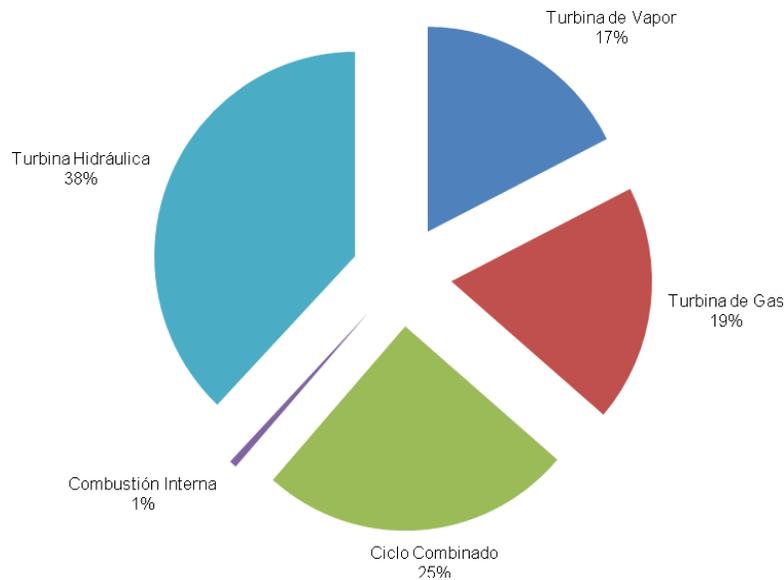
4.4.2 *Tecnologías empleadas en la generación de energía eléctrica*

Dada la situación geográfica tanto de Chile como de Argentina, la mayor parte de su capacidad de generación eléctrica instalada proviene de centrales hidroeléctricas.

a. Chile

En 1982, se realizó la primera modificación en la legislación eléctrica para comenzar a introducir la inversión privada en la generación de energía eléctrica. La generación de energía eléctrica está constituida por un conjunto de empresas eléctricas propietarias de centrales generadoras de electricidad, actividades desarrolladas por empresas de capital privados. Algunas de las principales empresas en la generación de electricidad son: ENDESA, TRACTEBEL (Colbun) y AES (Gener).

Su capacidad de generación eléctrica total instalada asciende a 12 739 MW, Figura IV.19, las centrales hidroeléctricas tienen una participación mayor de 4 831 MW, seguida de las centrales de ciclo combinado, 3 210 MW, con una menor participación encontramos a la turbina de gas tiene instalados, 2 389 MW y la turbina de vapor, 2 234 MW. Las centrales de combustión interna tan sólo tienen 75 MW.



Fuente: Zeferino et al, 2008.

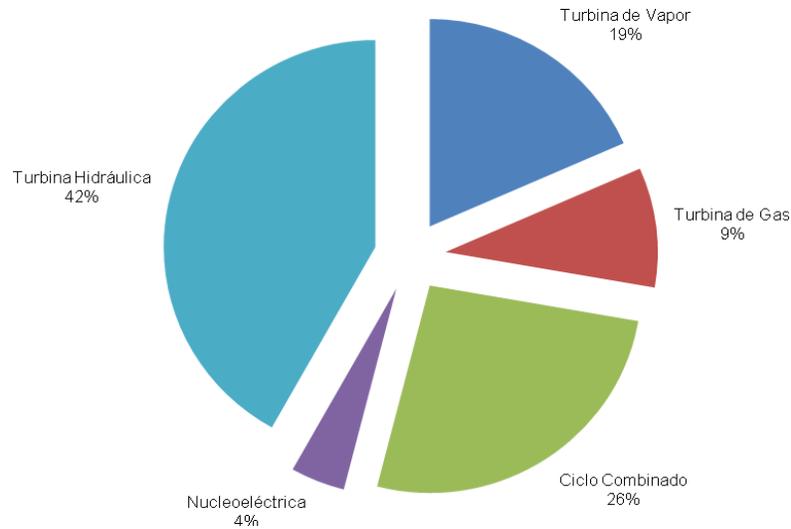
Figura IV.19 Porcentaje de capacidad instalada de generación eléctrica por tecnología en Chile en 2006

b. Argentina

Antes de los procesos de privatización, el servicio de energía eléctrica estaba a cargo de empresas estatales (SEGBA, Agua y Energía e HIDRONOR) mismas que se ocupaban de la generación, transmisión y distribución.

La generación de energía eléctrica se realiza a base de un mercado de competencia. Las empresas son clasificadas según el tipo de generación que realicen y por la actividad neta de producción en MW, que se pueda mantener en el tiempo sin causar daño a la planta. Las principales empresas privadas que tienen una participación mayor son: AES, Endesa, Pecom y Astra.

La capacidad instalada de generación eléctrica en Argentina asciende a los 24 240 MW, la tecnología menos utilizada es la nucleoelectrica con sólo 1 005 MW, la turbina de gas y la turbina de vapor le siguen con 2 263 y 4 463 MW respectivamente. Las más utilizadas son la hidroeléctrica cuya capacidad instalada es de 10 147 MW y ciclo combinado con 6 362 MW (Figura IV.20).



Fuente: Zeferino et al, 2008.

Figura IV.20 Porcentaje de capacidad instalada de generación eléctrica por tecnología en Argentina en 2006

4.4.3 Comparación Chile, Argentina y México

En esta parte del capítulo estudiaremos cuales son las situaciones actuales de los tres países: Chile, Argentina y México. Estos tres países tienen algunas cosas en común, dos de ellos Chile y Argentina se encuentran en Sudamérica; si bien se dice que México pertenece a Norteamérica, la realidad socio – económica y política es muy semejante a los países de Sudamérica.

La experiencia de Chile y Argentina, en el proceso de desregularización del sector eléctrico, nos puede dar un panorama de los beneficios y desventajas que se pueden desencadenar; sin embargo, es importante aclarar que el marco regulatorio y legal es diferente para cada país, así como en el ámbito tecnológico, lo cual implica la existencia de tres escenarios diferentes.

Se eligieron cinco aspectos para estudiar la capacidad total de generación de electricidad en cada país, para cada rubro se hizo un comparativo de la situación en Chile, Argentina y México en el año 2006 y se agregó una columna que también pertenece a México, pero en el escenario que prevé la prospectiva de SENER, para el año 2016.

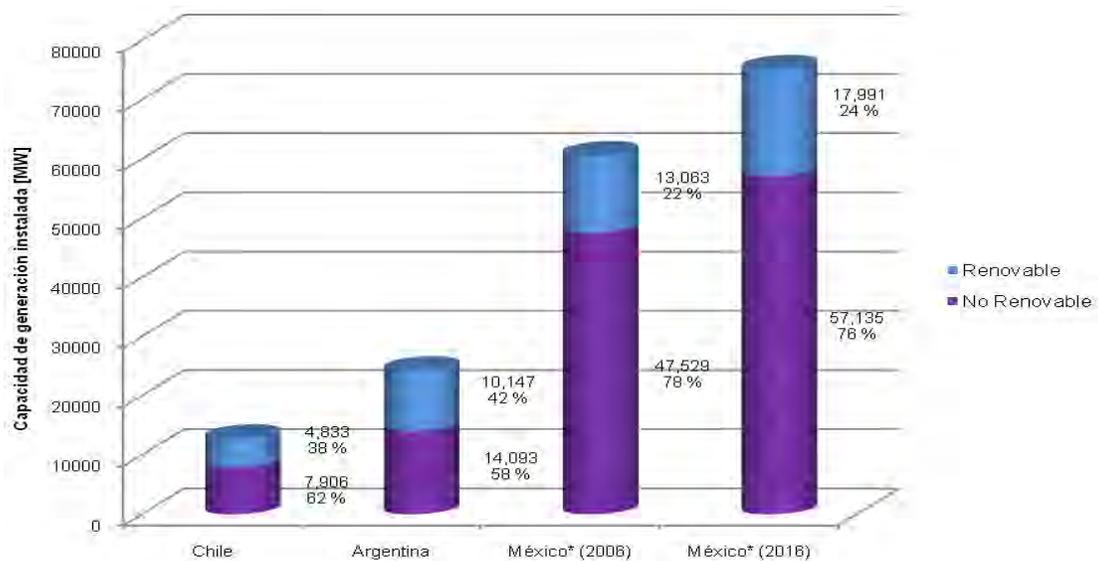
a. Tecnología: Renovable – No Renovable

La tecnología renovable más utilizada, es la hidroeléctrica, un porcentaje mayoritario de las renovables pertenece a ésta tecnología.

En tecnología no renovable, la participación más significativa le pertenece a las centrales de ciclo combinado. Situación que es semejante en estos tres países.

Es importante notar que las tecnologías no renovables tienen una presencia mayoritaria en la generación de energía eléctrica, pese a que los recursos hidráulicos de estos países son buenos (Figura IV.21).

Argentina, tiene una mayor participación porcentual en tecnologías renovables, con 41.8 %, en segundo lugar tenemos a Chile con 37.9 % y en el ultimo sitio a México con 21.6 %.



* Los datos para el caso de México fueron recopilados por el autor, a partir de información de SENER, 2007 y www.cre.gob.mx.

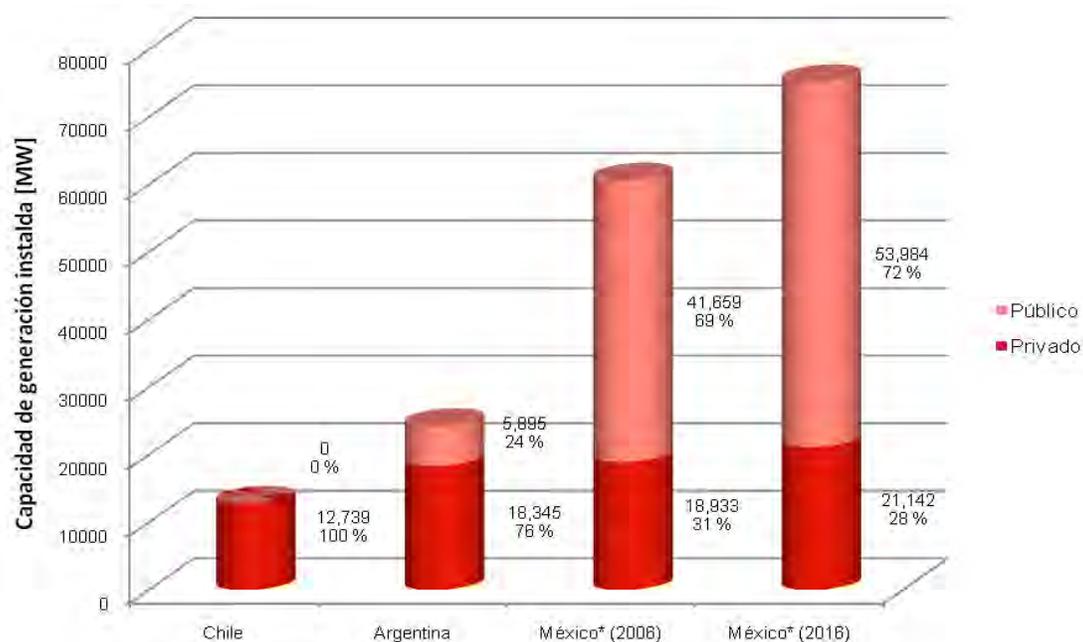
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Zeferino et al, 2008.

Figura IV.21 Comparativo de la capacidad total instalada de generación eléctrica, por tecnología en 2006 en Chile, Argentina y México (2016)

b. Sector: Público – Privado

Una de las principales diferencias entre estos tres países, es la participación del sector, tanto público como privado, en la generación de energía eléctrica.

En México, el sector privado tiene una participación minoritaria de 31.3%, contra el 68.7 % del sector público. En Argentina, el sector privado tiene una contribución mayoritaria de 75.7 %, el sector público sólo participa con el 24.3 %. En Chile toda la generación de energía eléctrica esta a cargo del sector privado (Figura IV.22)



* Los datos para el caso de México fueron recopilados por el autor, a partir de información de SENER, 2007 y www.cre.gob.mx.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Zeferino et al, 2008.

Figura IV.22 Comparativo de la capacidad total instalada de generación eléctrica, por sector en 2006 en Chile, Argentina y México (2016)

En Chile el proceso de privatización ya culminó, en Argentina todavía se esta llevando a cabo, en México se ha tenido cautela en este aspecto pues el sector privado ha venido creciendo de manera discreta, aunque en los últimos años se ha hecho más notable.

c. Tecnología: Renovable – No Renovable y Sector: Público – Privado

México tiene un sistema eléctrico mayor, su capacidad total instalada es de 47 529 MW, le sigue Argentina, 24 240 MW y Chile tiene tan sólo 12 739 MW (Tabla IV.19).

Tabla IV.19 Capacidad total de generación eléctrica instalada por país

Tecnología	Sector	Chile		Argentina		México	
		[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%
Renovable	<i>Privado</i>	4 833	37.9%	6 184	25.5%	286	0.5%
	<i>Público</i>	-	-	3 963	16.3%	12 777	21.1%
No Renovable	<i>Privado</i>	7 906	62.1%	12 161	50.2%	18 647	30.8%
	<i>Público</i>	-	-	1 932	8.0%	28 882	47.7%
TOTAL		12 739	100%	24 240	100%	47 529	100%

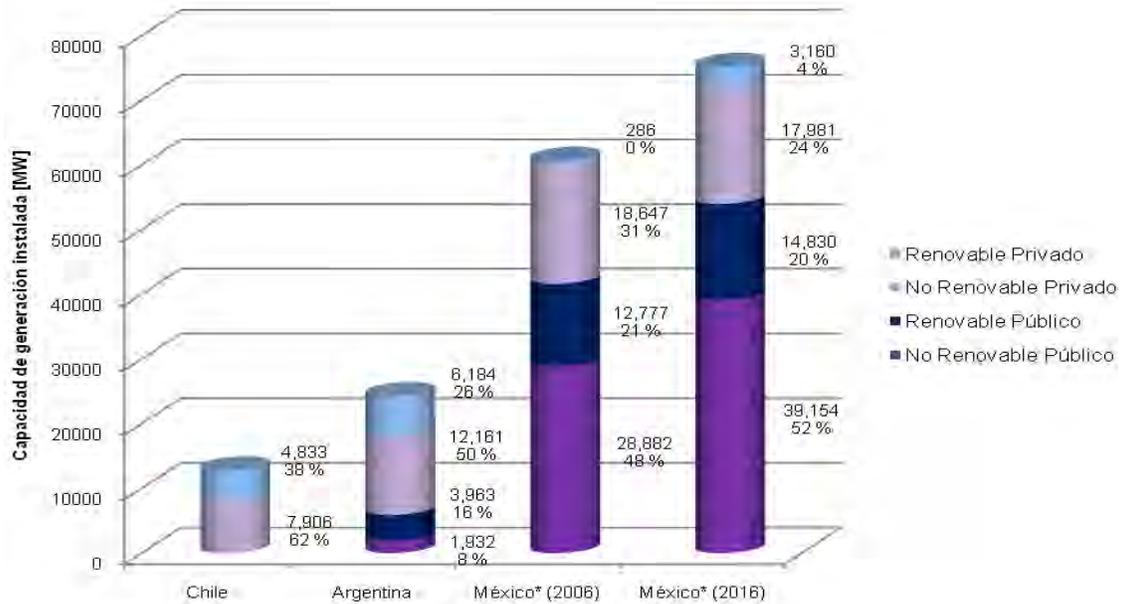
* Los datos para el caso de México fueron recopilados por el autor, a partir de información de SENER, 2007 y www.cre.gob.mx.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Zeferino et al, 2008.

En el sector público, Argentina se tiene mayor inversión en las tecnologías renovables, hidroeléctrica, 16.3 %.

En México se tiene mayor participación de las tecnologías no renovables, 47.7 %, la tecnología más utilizada por el sector público es la turbina de vapor (Figura IV.23).

En Chile y en Argentina, la participación más significativa la tiene el sector privado en tecnologías no renovables; para México, el sector público en tecnologías no renovables.



* Los datos para el caso de México fueron recopilados por el autor, a partir de información de SENER, 2007 y www.cre.gob.mx.

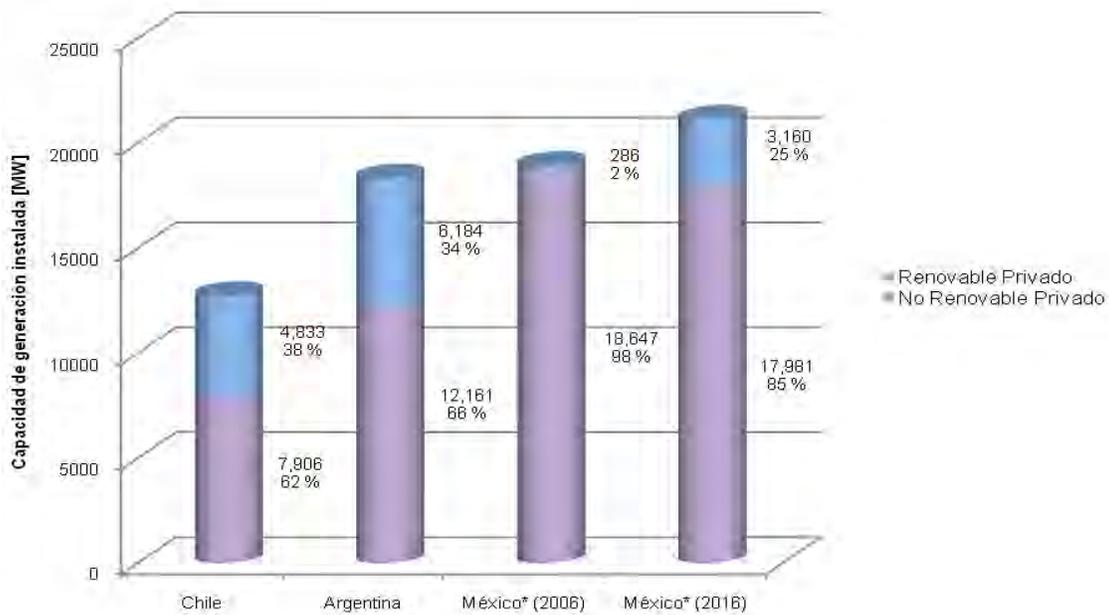
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Zeferino et al, 2008.

Figura IV.23 Comparativo de la capacidad total instalada de generación eléctrica, por tecnología y sector en 2006 en Chile, Argentina y México (2016)

d. Sector: Privado y Tecnología: Renovable – No Renovable

En el sector privado, Chile tiene el 62.1 % de su capacidad instalada a partir de energías no renovables, ésta situación es semejante a la de Argentina, cuya participación privada en tecnologías no renovables es de 66.2 %, en tanto para México se tiene el 98.4 %.

En los tres países la tecnología no renovable que prefieren las empresas privadas es el ciclo combinado (Figura IV.24).



* Los datos para el caso de México fueron recopilados por el autor, a partir de información de SENER, 2007 y www.cre.gob.mx.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Zeferino et al, 2008.

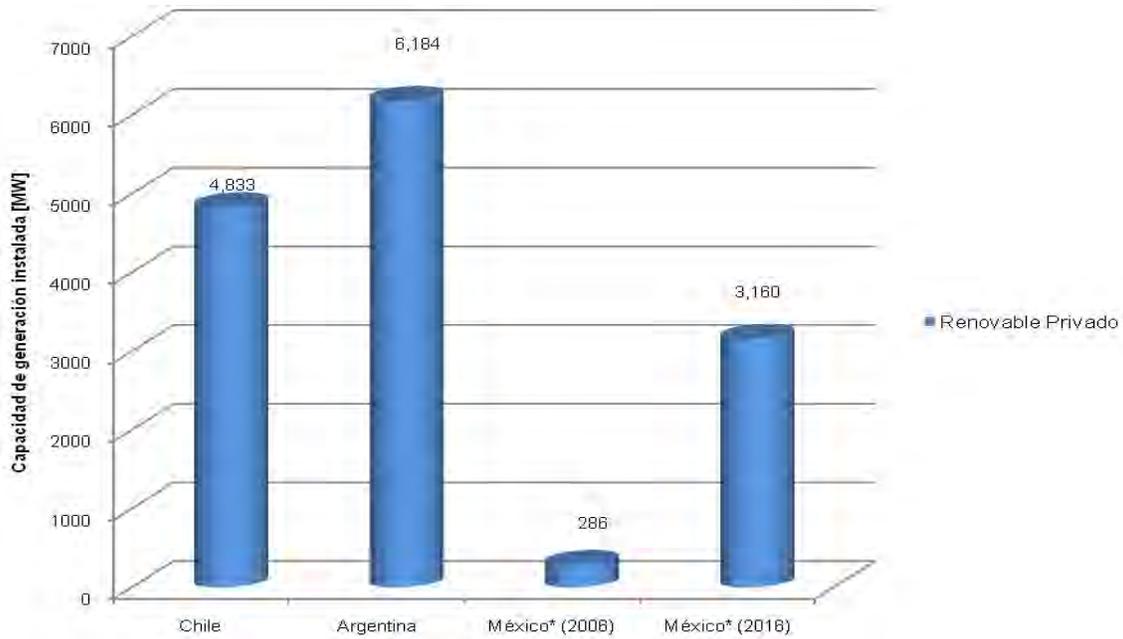
Figura IV.24 Comparativo de la capacidad instalada de generación eléctrica, por sector privado y tecnología en 2006 en Chile, Argentina y México (2016)

e. Tecnología: Renovable y Sector: Privado

El sector privado, tanto en Chile como en Argentina ha comprado al estado la mayor parte de las centrales generadoras a partir de energías renovables, todas estas son hidroeléctricas.

Para los inversionistas privados el invertir en una central hidroeléctrica resulta una inversión poco segura; pues además de que los costos de inversión son altos, la obra civil tarda varios años. La entrada en operación de la central no es rápida, por lo que la recuperación de la inversión es lenta.

En México, el sector privado invierte en tecnologías renovables de manera escasa (Figura IV.25).



* Los datos para el caso de México fueron recopilados por el autor, a partir de información de SENER, 2007 y www.cre.gob.mx.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Zeferino et al, 2008

Figura IV.25 Comparativo de la capacidad instalada de generación eléctrica, por sector privado y tecnología renovable en 2006 en Chile, Argentina y México (2016)

El sector privado en tecnología renovable en Chile representa el 37.9 % del total nacional, para Argentina el 25.5 % y para México el 0.5 %.

El escenario esta por dar un cambio drástico para México, pues como se vio en la sección anterior de este capítulo, en los próximos años entrarán en operación centrales eoloeléctricas que elevaran la cifra hasta 3 000 MW. Hasta hace pocos años, las centrales minihidroeléctricas eran la única tecnología renovable en la que invertía el sector privado.

Conclusiones

En este capítulo, se analizaron las barreras con las que se enfrentan las tecnologías renovables, así como los incentivos que las promueven.

En el aspecto legal, las barreras más importantes encontradas fueron la falta de una ley que promueva específicamente las energías renovables y el que la CFE no esté obligada a comprar energía eléctrica que provenga de energías renovables. También existen incentivos importantes en el ámbito legal, como el mecanismo de Temporada Abierta, y del desarrollo de metodologías, contratos y convenios para el aprovechamiento eficiente de tecnologías renovables.

En el ámbito económico – financiero, los incentivos que se encontraron son mínimos comparados con las barreras a las que se enfrentan. Los principales incentivos que se les da a los inversionistas son: la exención del pago inicial que se debe hacer para el trámite del permiso de generación eléctrica y se les permite generar su propia energía eléctrica en horario punta. Las barreras más importantes son: costos de inversión altos y recuperación a largo plazo, situación que las lleva a ser consideradas como caras e inaccesibles, y la no consideración de externalidades positivas.

En el aspecto institucional – administrativo, las barreras principales son la falta de compatibilidad entre la política energética y la política ambiental, la falta de instituciones que orienten y coordinen a los inversionistas y la ineficiencia en los trámites. Los incentivos de mayor importancia son la creación de una guía que integra todos los trámites e información que debe cumplir un proyecto para que pueda ser realizado.

En lo tecnológico, encontramos incentivos como el apoyo a investigación a instituciones educativas y barreras como el disminuir el efecto del carácter intermitente en el comportamiento de energías renovables. En lo social tenemos barreras enfocadas más al problema con ejidatarios para el acceso al uso de suelo.

El Protocolo de Kyoto, establece tres mecanismos ayudar a países desarrollados a cumplir con la reducción de emisiones de GEI, a las que se comprometieron en el PK, uno de los más importantes es el Mecanismo de Desarrollo Limpio, pues un país desarrollado puede financiar proyectos en países como el nuestro. Actualmente en México se desarrollan una cartera de trece proyectos que involucran la generación de energía eléctrica a partir de energías renovables, en el MDL. El procedimiento para acceder al financiamiento mediante MDL fue descrito en la segunda parte del

capítulo. Es muy importante conocer los principales requisitos con los que deben cumplir el proyecto a desarrollar, así como los países Anexo I y anfitrión.

La evolución esperada de la capacidad instalada nos muestra que la mayor parte de la generación de energía eléctrica seguirá siendo pública, y provendrá en su mayoría de la CFE como actualmente sucede; sin embargo, la participación privada seguirá creciendo lentamente. La tecnología renovable que sin duda se ha visto más beneficiada con los incentivos legales y de financiamiento internacional es la eoloeléctrica, pues tendrá un crecimiento considerable pasando de tener instalados en 2006, 64 MW a 2 068 MW en 2016 esto para el sector privado, para el sector público presentará un crecimiento menor de 3 MW en 2006 a 492 MW en 2016.

Chile y Argentina, tienen diferentes escenarios energéticos, pero presentan semejanzas en la generación de energía eléctrica, ambas tienen una participación importante en tecnología hidroeléctrica. La producción de electricidad, en Chile esta a cargo del sector privado; en Argentina el sector privado tiene una participación mayoritaria. La utilización de tecnologías renovables, por parte del sector privado, en Chile es menor a 40 %, en Argentina es aproximadamente 25 %. La participación privada en energías renovables en estos dos países está dada por la tecnología hidroeléctrica; sin embargo, es prudente aclarar que las empresas privadas no han invertido, sino que las han adquirido de empresas estatales que generaban energía eléctrica antes de la liberación del sector eléctrico. México, el sector privado únicamente invierte en minihidroeléctricas y eoloeléctricas, teniendo estas últimas una mayor participación.

*Conclusiones
Generales*

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

Conclusiones Generales

Las tecnologías renovables más utilizadas para la generación de electricidad son la hidroeléctrica, eoloeleétrica, geotermoeléctrica, solar y biomasa. Para cada una de ellas se estudiaron sus aspectos técnicos, económicos y ambientales. Las características comunes de dichas tecnologías son altos costos de inversión, en contraste con su bajo costo de combustible y su bajo impacto ambiental.

Las experiencias internacionales nos dan un panorama general de las iniciativas que se están proponiendo para fomentar la utilización de energías renovables. Los países estudiados, España, Estados Unidos y Canadá, coinciden en una mayor utilización de centrales hidroeléctricas y eoloeleétricas. La experiencia internacional demuestra que una buena planeación energética y el tratamiento específico de cada una de las tecnologías renovables las ha mejorado y fomentado.

En México, la participación de las empresas privadas se sustenta en el crecimiento de la demanda de energía eléctrica y en el marco legal y regulatorio. Las leyes que permiten y regulan la inversión privada en la generación de electricidad son la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica y su reglamento. Por otro lado, la Comisión Reguladora de Energía, juega un papel fundamental, ya que otorga los permisos de generación de energía eléctrica. Las modalidades que más han crecido en los últimos años son productor independiente, autoabastecimiento y cogeneración.

El estudio de los incentivos y barreras que influyen en la inversión en energías renovables para la generación de electricidad es fundamental. El conocimiento de estos aspectos ayuda a determinar la realización de proyectos. En nuestro país existen barreras e incentivos para el desarrollo futuro de este tipo de energías de tipo legal, económico – financiero, institucional – administrativo y tecnológico. Algunas de las barreras más importantes son la falta de promoción de las tecnologías renovables, sus altos costos de inversión, la falta de compatibilidad entre la política ambiental y la política energética. Dentro de los incentivos encontramos el mecanismo de Temporada Abierta, algunas exenciones en los trámites para generar energía eléctrica, y apoyos a actividades de investigación.

El mercado internacional de bonos de carbono es un instrumento que puede ayudar a la implementación de proyectos que eliminen o disminuyan emisiones de CO₂. El Mecanismo de Desarrollo Limpio, beneficia a países en desarrollo, por lo que su utilización en proyectos de

generación eléctrica a partir de energías renovables debe ser considerado como una alternativa para incrementar la rentabilidad de estos proyectos en México y hacerlos factibles en el aspecto económico.

En México existe un mercado naciente para las tecnologías renovables, su evolución es lenta pero se espera tener buenos resultados a largo plazo. Las adiciones de capacidad que se van a dar en los próximos años en centrales eoloeléctricas son muy significativas. Chile y Argentina son países que han desregularizado su sector eléctrico, lo que ha permitido la entrada de inversión privada en la generación de energía eléctrica, tal que el desarrollo de las energías renovables ha sido limitado. La única tecnología renovable que domina el mercado es la hidroeléctrica; sin embargo, estas centrales fueron compradas a empresas estatales y en ningún caso las empresas privadas han continuado invirtiendo en infraestructura de este tipo.

Sin embargo, quedan muchas temas por desarrollar como: el análisis de los mecanismos que se deben implementar para hacer posible un mejor desarrollo de las tecnologías renovables, así como el fomento para la creación de un mercado tecnológico nacional. El estudio y la modificación de experiencias internacionales puede ser un trabajo importante, ya que el adecuar nuestra realidad tecnológica, económica, política y social no es una tarea fácil y para lograrlo se deben desarrollar nuevos proyectos de investigación.

Referencias Bibliográficas

- Ackroyd, A. O. "Energy Regulations in Canada". Canadá.
- Alatorre F., C., 2007. "Financiamiento público e instrumentos fiscales para la energía renovable y combustibles limpios en México. Lecciones aprendidas y desafíos futuros". Instituto de Ingeniería, UNAM. México, 2007.
- APPA, 2005. "Libro Blanco de la Generación de Energía Eléctrica en España. La visión de los productores de energías renovables (APPA)", España, 2005.
- Barquet A., J.L., 2007. "Barreras y oportunidades para el desarrollo de las energías renovables en México". Asociación Mexicana de Proveedores de Energías Renovables A.C. México, 2007.
- Breceda-Lapeyre, Miguel G. 2002. "Inversión privada en el sector eléctrico de México" Comisión para la Cooperación Ambiental, programa Medio Ambiente, Economía y Comercio México. México, 2002.
- Breeze, P., 2006. "Power Generation Technologies". Elsevier. Reino Unido, 2006.
- Cadenas T., R. y Saldívar U., G., 2007. "Educación y Nuevas Tecnologías Central Eoloeléctrica La Venta II". Revista Digital Universitaria, UNAM. México, 2007.
- Castro S., G., 2002. "La Energía Eléctrica: Historia y Radiografía del Patrimonio Soberano de la Nación". San Cristóbal de las Casas, Chiapas. México, 2002.
- Cervantes S., M.A., 2008. "Proyectos eólicos mexicanos para participantes del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL)". Primer Encuentro Internacional para el Fomento de las Energías Renovables en el Estado de Oaxaca, Director General Adjunto para Proyectos de Cambio Climático. México, 2008.
- CFE, 2006. "Costos y parámetros de referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico, Generación 2006", México, 2006.
- CFE, 2008. "Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2008-2017", Subdirección de Programación, Coordinación de Planificación. México, 2008.
- CIDEIBER, 1999. "Argentina: Actividades del sector secundario, La energía eléctrica". Centro de Información y Documentación Empresarial sobre Iberoamérica. España, 1999.
- CNE, 2006. "Desarrollo Normativo de la Ley del Sector Eléctrico", Volumen 9, 1ª. Edición, España, 2006.
- CRE, 2007. "Titulo de Permiso de Pequeña Producción de Energía Eléctrica, Núm. E/575/PP/2007, Otorgado al Instituto de Investigaciones Eléctricas, En términos de la Resolución Núm. RES/007/2007, del 16 de enero, 2007". México, 2007.

- De Buen R., O., 2001. “Desarrollo de las Energías Renovables en México: la perspectiva de la Conae”. Encuentro de alto nivel: “Mejores prácticas en energías renovables: compartiendo experiencias para el desarrollo de mercados”. México, 2001.
- De Buen R., O., 2001. “Las Energías Renovables y la Política Pública en México”. México, 2001.
- Diplomado: “Eficiencia energética, energías limpias y desarrollo sustentable”, DECD, Facultad de Ingeniería, Palacio de Minería, UNAM, ANES y CONAE . México, 2008.
- Douglas G. Hall, INL Project Manager; Kelly S. Reeves, NPS, 2006. “A Study of United States Hydroelectric Plant Ownership”. EEUU, 2006.
- Dussan, M., 1999. “Reforma del sector eléctrico en Latinoamérica y el Caribe”. Seminario Internacional, Impactos de la Privatización Eléctrica a Nivel Mundial. EEUU, 1999.
- EERE, 2006(1). “Geothermal Technologies Program, Heat and Power for the 21st Century”. U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy. EEUU, 2006.
- EERE, 2006(2). “Solar Energy Technologies Program, Multi-Year Program Plan 2007-2011”. U.S. Department of Energy, Energy Efficiency and Renewable Energy. EEUU, 2006.
- EERE, 2006(3). “Wind Energy Program 2006 Peer Review Report”. U.S. Department of Energy; Energy Efficiency and Renewable Energy; Office of Wind and Hydropower Technologies. EEUU, 2006.
- EERE, 2007(1). “Annual Report on U.S. Wind Power Installation, Cost, and Performance Trends: 2006”. U.S. Department of Energy; Energy Efficiency and Renewable Energy, Wind & Hydropower Technologies Program. EEUU, 2007.
- EERE, 2007(2). “Biomass, Multi-Year Program Plan”. Office of the Biomass Program, Energy Efficiency and Renewable Energy, U.S. Department of Energy. EEUU, 2007.
- EERE, 2007(3). “Building On Momentum: Solar Program Strategy & Priorities for 2007”. EEUU, 2007.
- EERE, 2007(4). “Renewable Energy Annual, 2005”. EEUU, 2007.
- EERE, 2007(5). “Solar Energy Technologies Program, 2007 Solar America Cities Selections; Solar America Initiative – Market Transformation”. Department of Energy. EEUU, 2007.
- EEUU, 2007. “Electric Service Business Policy section 6 Non Utility Generation”, EEUU, 2007.
- EEUU, 2003. “Energy Systems and Sustainability”. Oxford University Press in association with The Open University. EE UU, 2003.
- EEUU, 2006. “Explanatory Notes, Renewable Energy Standard Regulations”, EEUU, 2006.
- EEUU, 2005. “Report to congress on competition in wholesale and retail markets for electric energy, Pursuant to Section 1815 of the Energy Policy Act of 2005. EEUU, 2005.

-
- EEUU. *The North American Energy Working Group; "Guide to Federal Regulation of Sales of Imported Electricity in Canada, Mexico and The United States"*. EEUU.
 - EIA, 2005. *EIA-860, "Annual Electric Generator Report," - Generator (Proposed Changes to Existing Generators)*. EEUU, 2005.
 - ENDESA, 2006. *"Informe de Actividades 2006"*. España, 2006.
 - EPAct, 2005. *"One hundred ninth congress of the United States of America"*. EEUU, 2005.
 - FECM, 2005(1). *"Energía Eólica"*. *Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, Boletines 'Energías renovables para todos'*, España, 2005
 - FECM, 2005(2). *"Energía Geotérmica y del mar"*. *Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, Boletines 'Energías renovables para todos'*, España, 2005
 - FERC. *"OMB Control No. 1902-0058 (FERC 500) and 1902-0115 (FERC 5005); 20030727-3002(3660388)"*. EEUU.
 - FERC, 2003. *"Docket No. RM02-16-000; Order No. 2002; Hydroelectric Licensing under the Federal Power Act"*. EEUU, 2003.
 - FERC, 2005. *"Docket No. RM05-4-000 – Order No. 661, Interconnection for Wind Energy"*. EEUU, 2005.
 - Garduño, H., 2008. *"Uso de la energía eléctrica y de los biocombustibles en el sector transporte de México: Perspectivas e impactos económicos y ambientales"*. *Facultad de Ingeniería, UNAM. México, 2008.*
 - Gemines Consultores, 2003. *"Sector Eléctrico: Perspectivas en un Entorno Cambiante"*. Chile, 2003.
 - González, M. A., 2004. *"Barreras para Energías Renovables"*. *Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo, CCAD. Argentina, 2004.*
 - González, R., 1970. *"Plantas eléctricas"*. *ESIME, IPN, México, 1970.*
 - HC, 2007. *"Memoria de Sostenibilidad 2006"*, *Grupo Hidrocantábrico. España, 2007.*
 - Huacuz V. J., 2003. *"Energías Renovables: ¿opción real para la generación eléctrica en México?"*. *Boletín IIE, octubre-diciembre 2003. México, 2003.*
 - Huacuz V. J., 1999. *"Generación eléctrica distribuida con Energías Renovables"*. *Boletín IIE, septiembre-octubre 1999. México, 1999.*
 - IBERDROLA, 2006(a). *"Informe de Sostenibilidad 2006"*. España, 2006.
 - IBERDROLA, 2006. *"Resultados 2006, Informe trimestral"*. España, 2006.
 - IDAE, 2007 *"Energía de la biomasa"*. *Manuales de energías renovables 2. España, 2007.*

- IDAE, 1992. “Energía Eólica”. *Secretaría General de la Energía y Recursos Minerales, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. España, 1992.*
- IDAE, 2006(1). “Energía eólica”. *Manuales de energías renovables 3. España, 2006.*
- IDAE, 2006(2). “Energía solar térmica”. *Manuales de energías renovables 4. España, 2006.*
- IDAE, 2006(3). “Minicentrales hidroeléctricas”. *Manuales de energías renovables 6. España, 2006.*
- IDAE, 2005. “Plan de Energías Renovables 2005-2010”. *España, 2005.*
- IDAE, 1999. “Plan de fomento de Energías Renovables en España”. *España, 1999.*
- Inclán G., U., 2004. “Energías Renovables en México. Potenciales de aprovechamiento e iniciativas actuales”. *Director de Energías Renovables y Medio Ambiente, SENER. México, 2004.*
- Inclán G., U., 2005. “Mercado de Nonos de Carbono y sus beneficios potenciales para proyectos en México”. *Director de Cambio Climático, SENER. México, 2005.*
- Industry Canada, 2000. “Canadian Electric Power, Technology Roadmap: Forecast”. *Canadá, 2000.*
- Jamasb, T., Nuttall, J. and Pollitt, G., 2006. “Future Electricity Technologies and Systems”. *Faculty of Economics, University of Cambridge. EE UU, 2006.*
- Jardón, J., 1997. “Los procesos de regulación en Energía y Medio Ambiente. Experiencias nacionales e internacionales”, *Editorial Porrúa. México, 1997.*
- LAN, 2008. “Ley de aguas nacionales”. *México, 2008.*
- Le Gourérès, D., 1983. “Energía Eólica, Teoría, concepción y calculo practico de las instalaciones”. *Masson, S.A. España, 1983.*
- LCRE, 1998. “Ley de la Comisión Reguladora de Energía”. *México, 1998.*
- LFD, 2007. “Ley Federal de Derechos”. *Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, Secretaría General, Secretaría de Servicios Parlamentarios, Centro de Documentación, Información y Análisis. México, 2007.*
- LGEEPA, 2000. “Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección del Ambiente”. *México, 2000.*
- Lorenzo, E., 1994. “Electricidad Solar Ingeniería de los Sistemas Fotovoltaicos”, *Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid, PROGNSA (Promotora General de Estudios, S. A.). España, 1994.*
- LSPEE, 1993. “Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica”. *México, 1993.*

- Lucena, B. A., 1998. "Energías alternativas y tradicionales. Sus problemas ambientales.", TALASA Ediciones. España, 1998.
- Martínez, M., "Oportunidades para la acción". CIE, UNAM. México.
- Mendoza Z., J.A., 2006. "Aprovechamiento de energías renovables en zonas aisladas". FIRCO. México, 2006.
- Milora, L. y Tester, W., 1986. "Geothermal energy as a source of electric power", The Massachusetts Institute of Technology. EE UU, 1986.
- MITYC, 2005. "Plan de Energías Renovables 2005-2010". España, 2005.
- Murillo, V. 2003. "Privatización y Poder de Mercado: el caso de la generación de energía eléctrica en Argentina", Columbia University and Diego Finchelstein, Universidad de Buenos Aires. Argentina, 2003.
- NEB, 2000. "Canadian Electric Power, Technology Roadmap: Forecast". Canadá, 2000.
- NEB, 2006(1). "Emerging Technologies in Electricity Generation, An Energy Market Assesment". Canadá, 2006.
- NEB, 2006(2). "Explanatory Notes, Renewable Energy Standard Regulations". Canadá, 2006.
- NEB, 2006(3). "National Energy Board Strategic Plan 2007-2010". Canadá, 2006.
- NEB, 2005. "Outlook for Electricity Markets 2005-2006". Canadá, 2005.
- Olgún, K., 2007. "Política energética sobre energía renovable". Comisión Reguladora de Energía. México, 2007.
- Peraza, A., 2008. "Regulación del Sector Eléctrico Mexicano", 2º. Seminario Internacional del Sector Eléctrico en México; Instituto de Investigaciones Económicas, UNAM. México, 2008.
- Potess, E., 1971. "Centrales Eléctricas", Editorial Gustavo Gili, S.A. España, 1971.
- PROGENSA, 2002. "Manual del Usuario de Instalaciones Fotovoltaicas". SEBA, Servicios Energéticos Básicos Autónomos, PROGENSA (Promotora General de Estudios, S. A.), España, 2002
- Programa Synergy, 2005. "Metodologías para la Implementación de los Mecanismos flexibles de Kioto – Mecanismo de Desarrollo Limpio en Latinoamérica". Guía Latinoamericana del MDL.
- Puig, J., Corominas, J., 1990. "La ruta de la energía". Editorial Anthropos. España, 1990
- Quadri, G., 2008 "México y el Mercado de Carbono". Primer Encuentro Internacional para el Fomento de las Energías Renovables en el Estado de Oaxaca, Director de Ecorescurities México. México, 2008.

-
- *R. Gerald Nix, Joel Renner, Teresa Nealon and Bruce Green, 2006. "EGS Program Review Report". Canadá, 2006.*
 - *Raphals, Philip. "Energy Policy in Quebec, Electric". Canadá., 2000.*
 - *REE, 1997. "El Marco Legal Estable, Economía del sector eléctrico español 1988-1997". España, 1997.*
 - *REE, 2005. "El Sistema Eléctrico Español 2005". España, 2005.*
 - *REE, 2006. "Avance del informe 2006". España, 2006.*
 - *RLSPEE, 2001. "Reglamento de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica". México, 2001.*
 - *Rojas, S., 1997. "Centrales Hidroeléctricas: teoría y problemas". Universidad Extremadura, España, 1997*
 - *Roque V., C., 2002. "Las energías renovables en México". Coordinador de Promoción Regional y Financiamiento, CONAE. México, 2002.*
 - *Rudnik, et al, "Efectos de la Reducción del Límite de Potencia de Clientes Libres de la Ley Corta", Pontificia Universidad Católica de Chile. Chile.*
 - *Salazar, D. S. F., 2007. "Nuevas fronteras regulatorias en México". XI Reunión Anual Iberoamericana de Reguladores de Energía. México, 2007.*
 - *Sánchez S., M. Teresa, 2003. "La inversión privada en el Sector Eléctrico en México: antecedentes, características y estructura territorial". Coloquio Internacional "Energía, Reformas Institucionales y Desarrollo en América Latina", Universidad Nacional Autónoma de México – Université PMF de Grenoble. México, 2003.*
 - *SENER, 2007. "Prospectiva del Sector Eléctrico 2007-2016", Dirección General de Planeación Energética. México, 2007.*
 - *SENER, 2003. "Prospectiva tecnológica del sector energía para el siglo XXI, Visión al 2003". México, 2003.*
 - *SNC-Lavalin, 2007. "2006 Annual Report". Canadá, 2007.*
 - *UNESA, 2007. "Memoria estadística, Informe sobre las actividades eléctricas". España, 2007.*
 - *UNION FENOSA, 2007. "Informe Anual correspondiente al ejercicio 2006 que el Consejo de Administración de UNION FENOSA, S.A., presenta a la Junta General de Accionistas el 6-7 de junio de 2007". España, 2007.*
 - *Viqueira L., J., 2003. "¿Reorganización o Desorganización de la Industria Eléctrica Mexicana?". Coloquio "Energía, reformas institucionales y desarrollo en América Latina", Universidad Nacional Autónoma de México – Université PMF de Grenoble.*

- Viqueira L., J., 2007. “Energía e Impacto Ambiental”. División de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, UNAM. México, 2007.
- Wahl, E., 1977. “Geothermal Energy Utilization”. John Wiley & Sons. EE UU, 1977.
- Zeferino, Y., 2005. “Viabilidad técnico-económica de proyectos ambientales en instalaciones de PEMEX a través del mercado de bonos de carbono en el marco del protocolo de Kyoto”, Facultad de Ingeniería, UNAM. México, 2005.
- Zeferino, Y., Crisostomo, D. y Elizalde, A., 2007. “Servicios de Transmisión de Energía Eléctrica Ofrecidos por las Empresas a los Generadores Privados: el caso de Argentina, Chile y México”. México, 2007.
- Zeferino, Y., Crisostomo, D., Castañeda, A., García, E., y Elizalde, A., 2008. “Tecnologías Empleadas en la Generación de Energía Eléctrica por Empresas Públicas y Privadas: Un Estudio Comparativo entre Argentina, Chile y México”. Artículo que será presentado en la Reunión de Verano de Potencia, RVP-AI 2008. México, 2008.

Referencias en internet

<http://www.amdee.org/>

<http://www.anes.org/>

<http://www.appa.es/>

<http://www.aps.com/>

<http://www.atcopower.com/>

http://cambio_climatico.ine.gob.mx/

www.cammesa.com.ar

<http://www.caname.org.mx/>

<http://www.canren.gc.ca/>

<http://www.canwea.ca/>

www.carbonexpo.com

<http://carbonfinance.org/>

www.carbon-financeonline.com

www.cdec-sic.cl

www.cdec-sing.cl

<http://cdm.unfccc.int>

<http://www.cenifer.com/>

<http://www.cfe.gob.mx/>

<http://www.cideiber.com/>

<http://xml.cie.unam.mx/>

http://www.cincodias.com/articulo/empresas/Gas/Natural/entra/Mexico/segunda/electrica/cdssec/20071229cdscdiemp_8/Tes/

<http://www.cna.gob.mx/conagua/>

<http://www.cne.es/>

<http://www.cne.cl/>

<http://www.columbia.edu/>

<http://www.conae.gob.mx>

<http://www.conanp.gob.mx/anp/legal/LGEEPA.pdf>

<http://www.construible.es/>

<http://www.construible.es/noticiasDetalle.aspx?id=2567&c=1&idm=5&pat=5>

<http://www.cre.gob.mx>

<http://dialnet.unirioja.es/>

<http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/107.pdf>

<https://www.dom.com/>

<http://www.duke-energy.com/>

<http://www.economia-energetica.org.mx/>

<http://www.ecosecurities.com/>

<http://www.educateca.com/>

<http://www1.eere.energy.gov/geothermal/>

<http://www1.eere.energy.gov/windandhydro/>

<http://www.eia.doe.gov/>

www.elirmex.com.mx

<http://www.empresaexterior.com/conte/12339.asp>

<http://www.energia.gob.mx/>

<http://energia.mecon.ar/>

<http://www.energiadiario.com/publicacion/spip.php?article5326>

<http://www.energias-renovables.com/>

<http://www.energy.gov.ab.ca/>

<http://www.energy.gov.on.ca/>

<http://europa.eu/>

<http://www.externe.info/>

<http://www.externe.info/externpr.pdf>

<http://www.ferc.gov/>

<http://www.fi.uba.ar/>

<http://www.firco.gob.mx/>

www.funtener.org

<http://www.gemines.cl>

<http://www.georgiapower.com/>

<http://www.greenpeace.org/>

http://www.greenpeace.org/espana_es/

<http://www.helioscentre.org>

<http://www.idae.es/>

<http://www.iea.org/>

<http://www.iie.org.mx/>

<http://www.iies.es/>

www.indetec.gob.mx

<http://www.layerlin.com/propositos.html>

http://www.law.cornell.edu/uscode/html/uscode16/usc_sup_01_16_10_12_20_I.html

<http://www.lyd.com/>

<http://www.mundoenergia.com>

<http://www.mityc.es/>

<http://www.neb.gc.ca/>

<http://noticias.juridicas.com/>

www.oas.org

<http://www.oaxacaenergialimpia.com.mx/>

<http://www.planetaazul.com.mx/>

www.pointcarbon.com

<http://pressroom-publisher.southerncompany.com/gpc/gpc54.html>

<http://www.psienergy.ca/>

<http://www.quiminet.com/>

<http://www.ree.es/>

<http://www.renewables.ca/h.html>

<http://renewables.org/>

<http://www.revista.unam.mx/>

<http://www.semarnat.gob.mx/>

<http://www.shcp.gob.mx/>

<http://www.sid.unam.mx/pue.html>

<http://www.snc-lavalin.com/>

<http://www.solarfotovoltaicas.com/>

<http://www.statcan.ca/menu-en.htm>

<http://sunelectric2.iespana.es/>

<http://www.textoscientificos.com/>

<http://www.transalta.com/>

http://www.ucsusa.org/clean_energy/clean_energy_policies/public-utility-regulatory-policy-act-purpa.html

<http://www.udape.gov.bo/>

<http://www.unesa.es/>

<http://unfccc.int>