



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE
ENERGÍA EÓLICA EN MÉXICO: ASPECTOS TÉCNICOS,
ECONÓMICOS, REGULATORIOS Y PROSPECTIVA AL
AÑO 2030.**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO- ELECTRÓNICO**

PRESENTA

BRENDA GUADALUPE SALAZAR AGUILAR

ASESOR DE TESIS

DR. ALBERTO ELIZALDE BALTIERRA



MÉXICO, D. F.

2009



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Agradecimientos

Quiero darles las gracias en todos los idiomas y bajo todos los pretextos a las personas que con sus palabras o sus actos son combinación lineal de mi persona.

En primer lugar a los Salazar: Martín, Minerva (papás), Verónica, Isela, Nydia y Lídice (hermanas), por enseñarme la honestidad y el respeto por lo que quieres y piensas. Por el cariño y el patrocinio. A la *meva neboda petita* por enseñarme descreciendo.

En seguida, a los maestros que pude escuchar pronunciando las palabras imborrables: a Tamayo por hablar la poesía, a Lauro Santiago, Marco Aurelio Torres H., Gabriel Jaramillo, Ricardo Mota, Sergio Arzamendi, Félix Nuñez, Violeta Bravo Hernández, Gloria Mata, Margarita Ramírez, López Tagle, Iusuf Habib y Alex Rivero por amar y explicar bien su trabajo en las aulas y así volvernos amantes de lo que enseñan. Que no se me olvide nadie.

A la doctora Cecilia por darme lecciones de vida con la pasión por su trabajo y por sus valiosas observaciones para mejorar esta tesis. Al doctor Reinking, por enseñarme de manera fácil lo complicado y por regalarme el hecho de conocerlo.

Al ingeniero Roberto Brown Brown por las lecciones de salmón, por introducirme, por medio de la palabra, a otro mundo posterior a la ingeniería. Un mundo mental donde cada concepto técnico puede entenderse desde el origen, desde las letras, desde los griegos.

Al ingeniero Viqueira por lo que aprendí a través de la gente a la cual le enseñó algo, por el impacto de esa enseñanza en mí y por sus libros.

A mi asesor de tesis, el doctor Alberto Elizalde Baltierra, por el orden, por exigirme compromiso con mis actos y darme la oportunidad de comprender las diferencias.

A la Universidad Nacional Autónoma de México por las lecciones gratis más grandes que aprendí en cada uno de sus edificios. A las personas que conocí en ellos: Raúl Parra, los poetas, los escritores, la pintora, los que elegimos las mismas lenguas, los que siempre estamos escribiendo o empezando algo, los de la capacidad de recuperación impresionante. Agradezco sus referencias para toparme a los señores y señoras antes de nosotros y a esas coincidencias. Al loco del AM, es decir, Perelló.

Los pongo al final pero, se sabe, son imprescindibles: Sara, Eli, Laura, Rocío, Arlem, Erika, Janet, Héctor, Ángel, Heber, Lalo, Alex, Miguel y Marco; me parece que cada uno de ustedes lleva debajo al Principito, por eso tienen siempre más intenciones además de la ingeniería, por eso creen que pueden crear y crean. El zumbido de sus palabras habita en todas las partes de mi memoria.

Y por su puesto a la gente que conocí fuera de las aulas y también fue mi Universidad: las que viven fuera de casa. A mis *Algunos personajes*. A todos los que dejaron convivirse, y vinieron después o en el mientras de la realización de esta tesis, no se me olvidan.

Shukran yazilan.

Brenda Salazar Aguilar, abril 12, domingo, 2009.

Al viento.

*A mí misma por mi paciencia y perseverancia
en acabar para empezar de nuevo otra partida.*

Introducción General	1
1. Principales características técnicas y medioambientales de la generación eoloelectrica.	7
Introducción	9
1.1 Aspectos técnicos	10
1.1.1. Principio de operación	10
1.1.1.1 El viento	10
1.1.1.2 Características del viento	11
1.1.1.3 Características del emplazamiento	13
1.1.1.4 Medición	14
1.1.1.5 Potencia Generada	16
a) Distribución de Weibull	16
b) Ley de Betz	17
c) Curva de potencia	18
1.1.2 Aerogeneradores	19
1.1.2.1 Eje Horizontal	19
1.1.2.1.1 Componentes	21
1.1.2.2 Eje vertical	30
1.1.2.2.1 Componentes	30
1.1.3 Centrales eoloelectricas	31
1.1.3.1 En tierra (Onshore)	32
1.1.3.2 Fuera de costa (offshore)	35
1.2 Impactos ambientales	37
1.2.1 En aire	37
1.2.2 En la tierra	39
1.2.3 En el agua	40
1.2.4 Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero	40
Conclusiones	41
2. Aspectos económicos del aprovechamiento de la energía eólica en la generación de electricidad	43
Introducción	45

2.1 Costos de la Generación eléctrica	46
2.1.1 Costos de inversión	46
2.1.2 Costos de Operación y Mantenimiento (O&M)	49
2.1.3 Costo nivelado de generación	50
2.1.3.1 Convenciones para el flujo de efectivo	51
2.1.3.2 Cálculo del costo nivelado de generación	51
2.1.4 Comparación de costos con otras tecnologías	53
2.1.5 Costo de las externalidades	56
2.2 Iniciativas para reducir los costos de generación	58
2.2.1 Desarrollo tecnológico	58
2.2.2 Producción en serie	59
2.2.3 Industria offshore	59
2.3 Proyectos MDL como un apoyo para la rentabilidad de los proyectos	60
2.3.1 Qué son	60
2.3.2 Quiénes los integran	61
2.3.2.1 Participantes del Proyecto (PP)	61
2.3.2.2 Autoridad Nacional Designada (AND)	61
2.3.2.3 Entidad Operacional Designada (EOD)	61
2.3.2.4 Junta Ejecutiva (JE)	61
2.3.2.5 País Anfitrión	62
2.3.3 Cómo funcionan	62
2.3.4 Certificados de reducción de emisiones (RCE)	63
2.3.5 Etapas del proyecto	63
2.3.6 Beneficios con los bonos de carbono	64
2.3.7 Ejemplos de proyectos MDL a base de energía eólica en el mundo	65
Conclusiones	66
3. Experiencias internacionales en proyectos eolieléctricos	69
Introducción	71
3.1 Alemania	72

3.1.1	Marco legal y regulatorio	72
3.1.1.1	Marco comunitario	73
a)	<i>Libro Blanco de la Unión Europea</i>	73
3.1.1.2	Marco nacional	73
b)	<i>Ley de Energías Renovables EEG</i>	74
c)	<i>La nueva Ley de las Energías Renovables</i>	75
d)	<i>Nueva normativa a la Ley de Energías Renovables (EEG)</i>	77
3.1.2	Incentivos para desarrollar industria eólica	77
1)	<i>Metas nacionales</i>	77
2)	<i>Establecimiento de un mercado para la industria eólica</i>	78
3)	<i>Repotenciación (Repowering)</i>	79
4)	<i>Parques eólicos offshore</i>	80
3.1.3	Capacidad instalada	81
3.1.4	Empresas participantes en generación de energía eólica	83
•	<i>German Wind Energy Association (BWE)</i>	83
•	<i>Deutsches Windenergie Institut (DEWI)</i>	84
3.2	España	84
3.2.1	Marco legal y regulatorio	84
3.2.1.1	Marco comunitario	85
a)	<i>Libro Blanco de la Unión Europea</i>	85
	<i>Directiva 2001/77/CE</i>	85
3.2.1.2	Marco Nacional	85
b)	<i>Ley de conservación de la energía (1980)</i>	85
c)	<i>Ley de ordenación del Sector Eléctrico</i>	86
d)	<i>Ley del Sector Eléctrico 54/1997</i>	86
e)	<i>Real Decreto 436/2004</i>	86
f)	<i>Resolución del 11 de febrero de 2005</i>	86
g)	<i>Resolución del 1 de abril de 2005</i>	87
h)	<i>Modificación de 2007</i>	87
3.2.2	Incentivos para desarrollar industria eólica	87
1)	<i>Establecimiento de metas</i>	87
2)	<i>Desarrollo tecnológico</i>	88

3) Tarifas	88
4) Integración de políticas de las CCAA	88
3.2.3 Capacidad instalada	89
3.2.4 Empresas participantes en generación de energía eólica	91
• Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético (IDAE)	91
• Asociación Empresarial Eólica (AEE) o Spanish Wind Energy Association	92
• Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA)	92
3.3 Estados Unidos	93
3.3.1 Marco legal y regulatorio	93
a) Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA)	93
b) Energy Policy Act	93
3.3.2 Incentivos para desarrollar industria eólica	94
1) Renewable Portfolio Standard (RPS)	94
2) Production Tax Credit (PCT)	95
3) Buy - Down	95
3.3.3 Capacidad instalada	96
3.3.4 Empresas participantes en generación de energía eólica	98
• American Wind Energy Association (AWEA)	98
• National Renewable Energy Laboratory (NREL)	99
3.4 India	99
3.4.1 Marco legal y regulatorio	99
a) Electricity Act 2003	100
b) Nacional Electricity Policy 2005	100
c) Tariff Policy 2006	100
d) National Rural Electrification Policies 2006	100
3.4.2 Incentivos para desarrollar industria eólica	101
1) Creación de un ministerio exclusivo para el fomento de las Energías Renovables	101
2) Incentivos Centrales	101
3) Metas	101
4) MDL	101
5) Fomento de mini aerogeneradores	102

6) <i>Investigación y desarrollo tecnológico</i>	102
3.4.3 <i>Capacidad instalada</i>	103
3.4.4 <i>Empresas participantes en generación de energía eólica</i>	105
• <i>Ministry No-Conventional Energy Sources (MNES)</i>	105
• <i>Center for Wind Energy Technology (C-WET)</i>	106
Conclusiones	107
4. Evolución histórica y situación actual de la generación eoloelectrica en México.	109
Introducción	111
4.1 <i>Marco legal y regulatorio</i>	112
4.1.1 <i>Evolución Histórica del marco regulatorio</i>	112
a) <i>Ley de la Industria Eléctrica</i>	112
b) <i>Reglamento de la Ley de la Industria eléctrica</i>	112
c) <i>Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica</i>	112
d) <i>Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en Materia de Autoabastecimiento</i>	113
e) <i>Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica</i>	113
4.1.2 <i>Estructura de los elementos reguladores</i>	113
4.1.3 <i>Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE)</i>	115
4.1.2 <i>Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica</i>	116
4.1.4 <i>Ley de la Comisión Reguladora de Energía</i>	120
4.1.5 <i>Ley para el Aprovechamiento de las Fuentes Renovables de Energía (LAFRE) y Financiamiento de Transición energética</i>	122
4.2 <i>Incentivos para desarrollar proyectos con energía eólica en México</i>	125
4.2.1 <i>Proyectos bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio</i>	126
4.2.2 <i>Fondo Verde</i>	127
4.2.3 <i>Programa de Energías Renovables a Gran Escala (PERGE)</i>	127
4.2.4 <i>Ley de derechos</i>	128
4.3 <i>Evolución histórica</i>	129
4.3.1 <i>La Venta I</i>	129
4.3.2 <i>Guerrero Negro</i>	130

4.3.3	<i>Puerto Alcatraz</i>	131
4.3.4	<i>San Juanico</i>	132
4.3.5	<i>Cementos Apasco</i>	132
4.3.6	<i>La Venta II</i>	133
4.3.7	<i>La Venta III</i>	134
4.4	<i>Situación actual del sistema de generación en México</i>	135
4.4.1	<i>Consumo de electricidad</i>	135
4.4.2	<i>Oferta de energía</i>	136
a)	<i>Capacidad instalada</i>	136
b)	<i>Generación bruta</i>	140
c)	<i>Consumo de combustibles</i>	141
	Conclusiones	142
5.	Prospectivas para generar electricidad a partir de energía eólica en México al año 2030.	143
	Introducción	145
5.1	<i>Diseño de prospectivas para construir escenarios a futuro</i>	146
5.1.1	<i>El estudio del Futuro</i>	146
5.1.2	<i>Definición de prospectiva</i>	147
5.1.3	<i>Propósito de una prospectiva</i>	148
5.1.4	<i>Elementos para construir una prospectiva</i>	148
a)	<i>Escenario.</i>	148
b)	<i>Escenarios deseables.</i>	150
c)	<i>Escenarios posibles.</i>	150
d)	<i>Análisis retrospectivo.</i>	150
e)	<i>Hipótesis y escenarios probables</i>	151
f)	<i>Redacción</i>	151
g)	<i>Futuros deseables y probables</i>	151
5.2	<i>Expansión del sistema de generación en México al año 2030: estudios actuales</i>	152
5.2.1	<i>Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017</i>	152
5.2.2	<i>Planeación del Sistema Eléctrico Nacional</i>	153
5.2.3	<i>Estimación del consumo de electricidad</i>	154

5.2.4	<i>Expansión del Sistema de Generación</i>	155
a)	<i>Programa de Adiciones de capacidad</i>	155
b)	<i>Capacidad comprometida</i>	155
c)	<i>Capacidad adicional no comprometida</i>	156
d)	<i>Retiros de capacidad</i>	158
5.2.4.1	<i>Estimación de la capacidad instalada 2008-2017.</i>	158
5.2.4.2	<i>Estimación de la generación bruta en México 2008-2017.</i>	159
5.2.4.3	<i>Consumo de combustibles fósiles para la generación de electricidad</i>	160
5.2.5	<i>Estudio de estimaciones de capacidad y generación bruta generado por CFE 2006-2026</i>	161
5.2.5.1	<i>Expansión al año 2016</i>	163
5.2.5.2	<i>Expansión al año 2026</i>	164
5.3	<i>Prospectiva de la generación eoloelectrica en México al año 2030</i>	164
5.3.1	<i>Potencial eólico en México</i>	165
5.3.1.1	<i>Situación Actual de la energía eólica en México</i>	167
5.3.1.2	<i>Temporada Abierta</i>	167
5.3.2	<i>Metodología</i>	170
5.3.3	<i>Escenarios para la participación de la generación eoloelectrica en México al año 2030</i>	174
5.3.3.1	<i>Escenario de planeación</i>	175
5.3.3.2	<i>Escenario bajo</i>	177
5.3.3.3	<i>Escenario alto</i>	178
5.3.4	<i>Discusión de resultados</i>	179
5.3.4.1	<i>Escenario de planeación</i>	180
5.3.4.2	<i>Escenario bajo</i>	183
5.3.4.3	<i>Escenario alto</i>	186
5.3.5	<i>Beneficios ambientales</i>	189
	<i>Conclusiones</i>	191
	<i>Conclusiones Generales</i>	193
	<i>Referencias</i>	199
	<i>Anexo I.1 Evolución de la capacidad instalada para los escenarios de</i>	

<i>Planeación, Bajo y Alto.</i>	211
<i>Anexo I.2 Evolución de la generación eléctrica en el servicio público para los escenarios de Planeación, Bajo y Alto.</i>	216
<i>Anexo I.3 Evolución del consumo de combustibles para los escenarios de Planeación, Bajo y Alto.</i>	221
<i>Anexo I.4 Evolución de las emisiones contaminantes para los escenarios de Planeación, Bajo y Alto.</i>	227
Índice de Figuras	
I.1 Comportamiento del viento en la estratosfera	11
I.2 Torre de medición con anemómetro y veleta.	14
I.3 Distribución de frecuencia de las velocidades del viento registradas durante un año	15
I.4 Rosa de los vientos del Jardín Botánico, CU, UNAM	15
I.5 Distribución de <i>Rayleigh</i>	16
I.6 Comportamiento del viento al atravesar un aerogenerador	18
I.7 Curva de potencia de un aerogenerador tripala de 850 kW	19
I. 8 Aerogeneradores de eje horizontal tripalas en La Venta II, México.	20
I.9 Esquema general de la turbina eólica	21
I.10 Componentes del aerogenerador	22
I.11 Variación del diámetro del rotor con la potencia generada	23
I.12 Tipos de torres a) Tubular, b) Celosía y c) Mástil tensado con viento	26
I.13 Variables involucradas en la aerodinámica del rotor	27
I.14 Componentes del aerogenerador vertical.	31
I.15 Parque eólico, en tierra, Alemania	33
I.16 Configuración general de una central eoloelectrónica	34
I.17 Parque eólico <i>Middelgrunden</i> , Dinamarca	36
II. 1 Distribución de los costos por concepto de inversión	48
II.2 Costo de los aerogeneradores	49
II.3 Repartición de costos de Operación y Mantenimiento	50
II.4 Ciclo del proyecto MDL	64
II.5 Proyectos MDL con energía eólica en el mundo	65
III.1 Repotenciación de parques eólicos	79
III.2 Producción de electricidad por fuentes de energía en Alemania 2007	81

III.3 Evolución de la Capacidad Instalada	82
III.4 Mapa de parques eólicos <i>onshore</i> en Alemania	82
III.5 Participación de las empresas en parques eólicos	83
III.6 Distribución de la capacidad instalada en España	88
III.7 Evolución de la capacidad eléctrica instalada de 1997-2007	89
III.8 Capacidad eoloeléctrica acumulada en España	89
III.9 Participación de los fabricantes en la capacidad instalada en 2006	91
III.11 Contribución a la Capacidad eléctrica instalada por tecnología en USA, 2007	96
III.12 Capacidad eólica instalada anual y acumulada en U. S., 2008.	97
III.13 Mapa de parques eólicos instalados en U. S. hasta 2008.	98
III.14 Capacidad instalada por tipo de tecnología, India 2008.	103
III.15 Mapa de potencial eólico en India	104
III.16 Evolución de la capacidad acumulada instalada en India	105
IV.1 Estructura de los elementos reguladores en México	114
IV.2 Organización del Sector Eléctrico en México	114
IV.3 Composición de la demanda de energía eléctrica para el servicio público en 2007.	136
IV.4 Distribución de los participantes en la generación de electricidad.	137
IV.5 Participación de la capacidad eléctrica instalada por tecnología y modalidad, 2007.	138
IV.6 Evolución de la capacidad eoloeléctrica instalada en México	139
IV.7 Principales fabricantes participantes en la generación eoloeléctrica en México.	139
IV.8 Participación por tecnología en la generación bruta del servicio público en 2007.	140
IV.9 Consumo de combustibles para la generación de electricidad en 2007.	141
V.1 Evolución de la capacidad eléctrica instalada para 2007-2017.	159
V.2 Evolución de la generación bruta para el servicio público 2007-2017.	160
V.3 Contribución a la generación bruta por tipo de tecnología para el servicio público en 2017.	161
V.4 Historia y estimación de las ventas más autoabastecimiento.	162
V.5 Escenario de precios de combustibles 2006-2026	162
V.6 Capacidad instalada y generación bruta en 2016.	163
V.7 Estimación de la capacidad instalada al año 2026	164
V.8 Identificación del potencial eólico en México	165
V.9 Identificación del potencial eólico del estado de Oaxaca.	166
V.10 Proyectos y potencial eólico estimado por CFE	167
V.11 Infraestructura de transmisión por Temporada Abierta.	168

V.12 Evolución de la capacidad instalada para el escenario de planeación 2007-2030[MW]	180
V.13 Evolución de la generación bruta para el escenario de planeación 2007-2030 [GWh]	181
V.14 Consumo de combustibles para la generación eléctrica en el servicio público para el escenario de referencia [PJ]	181
V.15 Emisiones contaminantes para el escenario de planeación al año 2030 [ton].	182
V.16 Evolución de la capacidad instalada para el escenario bajo 2007-2030[MW]	183
V.17 Evolución de la generación bruta para el escenario bajo 2007-2030 [GWh]	184
V.18 Consumo de combustibles para la generación eléctrica en el servicio público para el escenario bajo[PJ]	184
V.19 Emisiones contaminantes para el escenario bajo al año 2030 [ton]	185
V.20 Evolución de la capacidad instalada para el escenario alto 2007-2030[MW]	186
V.21 Evolución de la generación bruta para el escenario alto 2007-2030 [GWh]	187
V.22 Consumo de combustibles para la generación eléctrica en el servicio público para el escenario alto[PJ]	187
V.23 Emisiones contaminantes para el escenario bajo al año 2030 [ton]	188
V.24 Consumo de combustibles fósiles acumulado para generar electricidad para 2018-2030 para cada uno de los tres escenarios en el servicio público[PJ]	189
V.25 Emisiones contaminantes acumuladas de 2018-2030 para los tres escenarios planteados en el servicio público [ton]	190
V.26 Emisiones de CO ₂ acumuladas en 2018-2030 para los tres escenarios planteados en el servicio público [ton]	190

Índice de Tablas

I.1 Clasificación del viento debido a su velocidad	12
I.2 Clases de rugosidad del viento	13
I.3 Clasificación de aerogeneradores de eje horizontal para producción eléctrica en función de la potencia	20
I.4 Clase de aerogenerador según la norma IEC-1400-1	21
I.5 Niveles sonoros y respuesta humana	39
II.1 Conceptos y porcentaje de inversión	47
II.2 Costos unitarios de generación	54
II.3 Costo unitario de generación	55
II.4 Costo de la generación eoloelectrónica	55

II.5 Comparación de Costos Externos	57
III.1 Estado actual de las metas alemanas sobre contribución de energía por fuentes renovables	78
IV.1 Proyectos MDL con energía eólica en México	126
IV.2 Evolución histórica de la capacidad eoloelectrica instalada en México	138
IV.3 Consumo de combustibles para la generar electricidad en el servicio público, 2007.	141
V.1 Adiciones de capacidad en el servicio público para 2008-2017 [MW]	155
V.2 Proyectos de generación comprometidos para el servicio público 2008-2012	156
V.3 Capacidad adicional no comprometida (esquema financiero por definirse)	157
V.4 Evolución de la capacidad instalada por tipo de tecnología 2008-2017 [MW]	158
V.5 Evolución de la generación bruta en el servicio público por tipo de tecnología.	160
V.6 Parques eólicos en operación y futuros.	169
V.7 Energía primaria requerida para la generación de energía eléctrica y eficiencias para fuentes renovables y nuclear	170
V.8 Porcentaje de contribución de cada combustible fósil en el consumo total de combustibles para centrales termoeléctricas, 2000.	170
V.9 Eficiencias iniciales ajustadas, 2007.	172
V.10 Factor de planta anual para cada tipo de tecnología.	173
V.11 Eficiencias finales ajustadas, 2017.	173
V.12 Capacidad instalada en el servicio público 2016-2026	175
V.13 Capacidad instalada en el servicio público 2027-2030	176
V.14 Factores de emisiones contaminantes.	177
1.1 Evolución de la capacidad instalada para el Servicio Público, Escenario de Planeación 2007-2030 [MW]	213
1.2 Evolución de la capacidad instalada para el Servicio Público, Escenario Bajo 2007-2030 [MW]	214
1.3 Evolución de la capacidad instalada para el Servicio Público, Escenario Alto 2007-2030 [MW]	215
2.1 Evolución de la generación de energía eléctrica en el servicio público al año 2030 para el escenario de planeación [GW-h]	219
2.2 Evolución de la generación de energía eléctrica en el servicio público al año 2030 para el escenario Bajo [GW-h]	220
2.3 Evolución de la generación de energía eléctrica en el servicio público al año 2030	

para el escenario Alto [GW-h]	221
3.1 Consumo de combustóleo para el Escenario de Planeación, 2007-2030. [PJ]	225
3.2 Consumo de Gas Natural para el Escenario de Planeación, 2007-2030. [PJ]	225
3.3 Consumo de Diesel para el Escenario de Planeación, 2007-2030. [PJ]	225
3.4 Consumo de carbón para el Escenario de Planeación, 2007-2030. [PJ]	226
3.5 Consumo de combustóleo para el Escenario Bajo, 2007-2030. [PJ]	227
3.6 Consumo de Gas Natural para el Escenario Bajo, 2007-2030. [PJ]	227
3.7 Consumo de Diesel para el Escenario Bajo, 2007-2030. [PJ]	227
3.8 Consumo de Carbón para el Escenario Bajo, 2007-2030. [PJ]	228
3.9 Consumo de combustóleo para el Escenario Alto, 2007-2030. [PJ]	229
3.10 Consumo de Gas Natural para el Escenario Alto, 2007-2030. [PJ]	229
3.11 Consumo de diesel para el Escenario Alto, 2007-2030. [PJ]	229
3.12 Consumo de carbón para el Escenario Alto, 2007-2030. [PJ]	230
4.1 Cálculo de CO ₂ por cada tipo de combustible, escenario de planeación 2007-2030 [ton]	233
4.2 Cálculo de CO por cada tipo de combustible, escenario de planeación 2007-2030 [ton]	233
4.3 Cálculo de NO _x por cada tipo de combustible, escenario de planeación 2007-2030 [ton]	234
4.4 Cálculo de CO ₂ por cada tipo de combustible, escenario Bajo 2007-2030 [ton]	235
4.5 Cálculo de CO por cada tipo de combustible, escenario Bajo 2007-2030 [ton]	235
4.6 Cálculo de NO _x por cada tipo de combustible, escenario Bajo 2007-2030 [ton]	236
4.7 Cálculo de CO ₂ por cada tipo de combustible, escenario Alto 2007-2030 [ton]	237
4.8 Cálculo de CO por cada tipo de combustible, escenario Alto 2007-2030 [ton]	237
4.9 Cálculo de NO _x por cada tipo de combustible, escenario Alto 2007-2030 [ton]	238

Introducción General

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

Introducción general

En la actualidad, es imposible concebir un mundo sin energía eléctrica debido al uso creciente de la tecnología en los medios de comunicación, en el transporte, para el desarrollo de investigación, en la publicación de libros, en los hogares, en la calle y en muy diversas actividades que involucra la vida en general. Sin embargo, la producción de electricidad también ha sido una de las mayores fuentes de contaminación a nivel mundial ya que las principales centrales eléctricas utilizaban, y utilizan aún, combustibles fósiles para generar su energía eléctrica.

Debido a un compromiso con las generaciones futuras y para buscar soluciones a los problemas que aquejan al asunto de la generación de energía, que son los impactos ambientales de los combustibles fósiles y su contribución a acelerar el cambio climático o calentamiento global, es que se ha fomentado el uso de tecnologías que consumen otro tipo de recurso energético como son las fuentes de energías renovables.

Por ello, resulta de gran interés estudiar la situación de la generación de electricidad con viento que es la fuente de energía inagotable que ha tenido el mayor crecimiento en los últimos quince años, en el mundo y conocer las posibilidades que nuestro país tiene para desarrollarla, como puede consultarse en el último capítulo de la tesis, en el cual se reportan estudios de potencial eólico en México.

En la presente tesis se realizara un estudio de los principales aspectos técnicos y económicos de la energía eólica. La realización de esta tesis también obedece a que México cuenta con uno de los mejores recursos eólicos a nivel mundial que no han sido aprovechados plenamente, se analizan los mecanismos que implementaron los cuatro países líderes en capacidad eoloeléctrica instalada a nivel mundial, así como el caso de México en el aprovechamiento de esta fuente de energía. En conjunto con lo anterior se realizará una prospectiva en el servicio público de la generación eoloeléctrica al año 2030.

En el primer capítulo se estudian los aspectos técnicos relacionados con el recurso eólico, los aerogeneradores y los parques eólicos para entender cómo es que se produce la electricidad con viento, así como la evolución histórica a nivel de máquinas que este tipo de plantas ha tenido para mejorar su producción. También se estudian los impactos ambientales relacionados con el uso de esta tecnología con el fin de examinar los efectos externos asociados a toda central eléctrica, desde la obtención del recurso primario hasta la etapa de generación de electricidad.

En el segundo capítulo, se estudian las características económicas de las centrales eolieléctricas y se realiza una comparación del costo de generación unitario con otras centrales de mayor uso. Este estudio permite conocer los factores que más influyen en el total del costo de generación eolieléctrico. También se agrega un estudio de los proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio con los que la energía eólica puede volverse atractiva económicamente al recibir los bonos de carbono.

El tercer capítulo, contiene un análisis de los mecanismos que han desarrollado los países con mayor capacidad eolieléctrica instalada a nivel mundial: Alemania, España, Estados Unidos y la India, con el fin de conocer su marco regulatorio, principales incentivos para promover las fuentes de energía renovables y en específico la energía eólica. La razón de ser del tercer capítulo es obtener las principales lecciones de dichas experiencias internacionales en el uso de la energía del viento.

La evolución histórica y situación actual de la energía eólica en México se describe en el cuarto capítulo. Para ello, además de describir los proyectos eólicos que se han realizado en México hasta 2008, se realiza un estudio de su marco regulatorio en materia de electricidad. En este punto, cabe destacar la inclusión de la nueva Ley para el Aprovechamiento de las Fuentes Renovables de Energía y Financiamiento de la transición Energética, aprobada el pasado 28 de octubre de 2008. El objetivo es entender el terreno en el que se sitúa esta tecnología en México.

Finalmente, el quinto capítulo plantea escenarios de contribución de las centrales eoloelectricas en la capacidad de generación instalada para el servicio público. La prospectiva se realiza al año 2030, para ello se hace un estudio de las perspectivas actuales del sector eléctrico, se aplican las lecciones obtenidas en los capítulos anteriores y pueden entonces analizarse los beneficios que tendría el aumento de parques eólicos en el consumo de combustibles fósiles y en las emisiones contaminantes evitadas.

Tanto al inicio como al final de cada capítulo se incluyó una breve introducción al tema y conclusiones, respectivamente, con el fin de poder rescatar las consideraciones más importantes obtenidas en cada uno de ellos y así poder realizar una conclusión final que incluye todas las lecciones aprendidas en la realización de esta tesis.

Capítulo 1

Principales características técnicas y medioambientales de la generación eoloeléctrica.

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

1. Principales características técnicas y medioambientales de la generación eoloeléctrica.

Introducción

El viento es una fuente de energía inagotable, limpia y disponible sin ningún costo en la naturaleza, esta puede ser transformada en energía eléctrica, por lo que es importante conocer las características propias del recurso eólico así como las del sitio donde se encuentra para poder evaluarlo en términos de energía disponible.

En el presente capítulo se realiza un estudio de los aspectos técnicos relacionados con la producción de electricidad a partir de energía eólica, lo que involucra caracterizar al viento, la tecnología de aerogeneración y los centrales eoloeléctricas.

Debe resaltarse que el interés principal de este capítulo es la aplicación a gran escala, en consecuencia, el estudio se realiza para los aerogeneradores de eje horizontal y en particular los parques eólicos en tierra. También se incluyen las principales consideraciones en el diseño de un parque eólico fuera de costa (*offshore*) que a pesar de ser una modalidad todavía prematura, tiene metas de crecimiento, en países europeos, para poder resolver la creciente demanda de energía eléctrica y la crisis de los combustibles fósiles. Además de las características técnicas se realiza una descripción de las principales aplicaciones de la energía eólica.

Aunado a esto, es importante conocer los efectos externos asociados a la producción de electricidad con energía eólica, por lo que al final de este capítulo, se incluyen los principales efectos externos o formas de contaminación asociados con esta tecnología en el ambiente.

1.1 Aspectos técnicos

En este apartado se estudiarán las principales características del viento, el principio de operación de los aerogeneradores, las características de sus componentes y los tipos y particularidades de los parques eólicos a gran escala.

1.1.1 Principio de operación

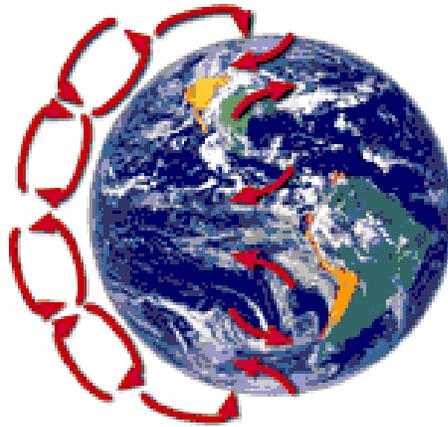
La energía cinética del viento es la fuente de energía que utilizan los aerogeneradores para producir electricidad. Sus principales características se describen a continuación.

1.1.1.1 El viento

Es un recurso natural inagotable obtenido como consecuencia de la energía solar. Corresponde al 1 o 2% del total de dicha energía emitida a la tierra y se genera por diversos efectos físicos que trabajan en conjunto. Con los cambios de temperatura el aire caliente es más ligero que el frío, por lo que las zonas cálidas del planeta (las que están sobre y cerca del Ecuador) distribuyen el aire caliente unos 10 km hacia los polos norte y sur; después, debido a la rotación de la tierra este aire es desplazado hacia la derecha, visto desde el polo norte y a la izquierda visto desde el hemisferio sur, de esta manera se produce el viento.

La fuerza que hace que el aire se desvíe se conoce como fuerza de Coriolis. Tanto el desplazamiento de altura como de curvatura del viento son detenidos por las altas presiones (el aire frío) en ambos hemisferios y el aire nuevamente desciende hacia el Ecuador manteniéndose un movimiento constante, además de una dirección.

Estos fenómenos le dan al viento un comportamiento variable durante el día y durante las estaciones del año. A estos vientos se les conoce como **vientos globales**. La Figura I.1 muestra los desplazamientos de las masas de aire antes mencionados.



Fuente: www.winpower.org

Figura I.1 Comportamiento del viento en la estratosfera

Sin embargo, la velocidad y la dirección del viento útil que es captado por los aerogeneradores o turbinas de viento se ve afectado por las características de la superficie terrestre¹. Estos vientos son conocidos como **vientos locales** y son precisamente los vientos aprovechados para generar electricidad, razón por la cual resulta importante conocer sus características, así como las de la superficie terrestre que influyen en su comportamiento.

1.1.1.2 *Características del viento*

Para conocer el potencial eólico de un sitio se deben tomar en cuenta las características globales y locales del viento descritas a continuación.

- **Velocidad.** Determina en gran medida el potencial eólico de un lugar, ya que la energía contenida en el viento varía con el cubo de la velocidad media del mismo, como se verá más adelante. Tiene una relación estrecha con la topografía del lugar, quien incluso puede llegar a nulificarla.

Es una característica variable a consecuencia de los cambios de temperatura, presión, densidad del aire, altura, etc. por lo que es indispensable medirla por largos períodos de tiempo, con el fin de tener un registro confiable de su comportamiento en el sitio de interés.

¹ Hasta 1 km de altura, la influencia de la superficie terrestre puede considerarse nula.

El viento puede clasificarse por la magnitud de su velocidad como se muestra en la Tabla I.1. La velocidad del viento a la cual se puede empezar a generar electricidad con un aerogenerador es a partir de los 4 m/s y hasta 25 m/s.

Tabla I.1 Clasificación del viento debido a su velocidad.

Velocidad a 10m de altura			
[m/s]	nudos	Escala Beaufort	Tipo de Viento
0,0-0,4	0,0-0,9	0	Calma
0,4-1,8	0,9-3,5	1	
1,8-3,6	3,5-7,0	2	Ligero
3,6-5,8	7-11	3	
5,8-8,5	11-17	4	Moderado
8,5-11	17-22	5	Fresco
11-14	22-28	6	Fuerte
14-17	28-34	7	
17-21	34-41	8	Temporal
21-25	41-48	9	
25-29	48-56	10	Fuerte temporal
29-34	56-65	11	
>34	>65	12	Huracán

Fuente: WINDPOWER, 2003.

- **Dirección.** Es la orientación a la cual se dirige el viento y se debe, para vientos globales, a fenómenos que ocurren en la estratosfera, pero es afectada por la topografía del terreno cuando se trata de alturas menores a 100 m. Es indispensable conocer la dirección dominante del viento para ubicar estratégicamente las aeroturbinas que capturarán la energía cinética del viento, de manera que se aproveche al máximo el recurso eólico y no se obstruya con los propios aerogeneradores. La dirección dominante se determina con una veleta.

1.1.1.3 Características del emplazamiento

- **Turbulencias y obstáculos.** Modifican la velocidad y dirección del viento en un terreno, debido a superficies no uniformes o con obstáculos como son los edificios en ciudades, las zonas boscosas, la vegetación propia del lugar, etc. Se deben a la naturaleza del terreno o por el efecto del viento sobre los mismos aerogeneradores², por lo que debe considerarse su efecto en el diseño de un parque eólico.
- **Rugosidad.** La clase de rugosidad se refiere a la distancia sobre la superficie de un terreno a la cual la velocidad teórica del viento es cero. La Tabla I.2 muestra la clase de rugosidad para diferentes terrenos.

Tabla I.2 Clases de rugosidad del viento.

Clase	Longitud [m]	Índice de energía (%)	Tipo de paisaje
0	0,0002	100	Superficie del agua
0,5	0,0024	73	Terreno completamente abierto con una superficie lisa, p.ej., pistas de hormigón en los aeropuertos, césped cortado, etc.
1	0,03	52	Área agrícola abierta sin cercados ni setos y con edificios muy dispersos. Sólo colinas suavemente redondeadas
1,5	0,055	45	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 1250 m.
2	0,1	39	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 500 m.
2,5	0,2	31	Terreno agrícola con muchas casas, arbustos y plantas, o setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 250 m.
3	0,4	24	Pueblos, ciudades pequeñas, terreno agrícola, con muchos o altos setos resguardantes, bosques y terreno accidentado y muy desigual
3,5	0,8	18	Ciudades más grandes con edificios altos
4	1,6	13	Ciudades muy grandes con edificios altos y rascacielos

Fuente: WIND POWER, 2003.

- **Altura.** La velocidad del viento también cambia con la altura debido en parte a los obstáculos presentes en el terreno. A mayor altura la velocidad del viento se incrementa. Para conocer una velocidad a una altura distinta a la que se realizaron las mediciones de velocidad del viento, se utiliza la siguiente expresión:

$$v = v_{ref} \frac{\ln(z / z_0)}{\ln(z_{ref} / z_0)} \dots(1)$$

² Para evitar turbulencia entre turbinas corriente abajo, o por el efecto estela se colocan a una distancia mínima de tres diámetros del rotor.

donde z_0 es la longitud de rugosidad del terreno donde se instalarán los aerogeneradores, z la altura a la cual se desea conocer la velocidad de viento y z_{ref} es la altura a la que está colocado el equipo de medición. Los valores para la longitud de rugosidad también se muestran en la Tabla I.2.

1.1.1.4 Medición

Para medir la velocidad y dirección del viento se utilizan generalmente anemómetros de cazoletas³ que capturan el viento, además de una veleta que indica permanentemente la dirección del mismo. Se sitúan en una torre de una altura a la que eventualmente se instalará la torre del aerogenerador, o a la que se quiere conocer la velocidad del viento para llevar un registro del recurso eólico del sitio.

Las mediciones de las revoluciones por segundo a las que giran las cazoletas del anemómetro son registradas electrónicamente por un sistema denominado “*data logger*”, este sistema permite además obtener gráficos relacionados con las características del viento: distribución de frecuencia de las velocidades, comportamiento de la velocidad en el tiempo, construye la rosa de vientos, rosa de rugosidades, entre otras.

Cuando se instalan los aerogeneradores se colocan junto con el equipo de medición pues este sirve para decidir si es oportuno o no accionar las máquinas, para controlar la dirección de las turbinas y como elemento de protección. La Figura I.2 ilustra un equipo de medición clásico montado sobre una torre de medición.

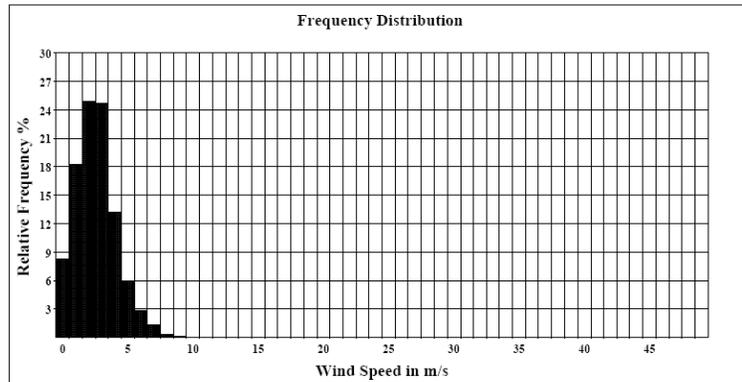


Fuente: <http://www.wind-energie.de/de/technik/>

Figura I.2 Torre de medición con anemómetro y veleta.

³ También hay anemómetros con hélices, con ultrasonido, con rayo láser y de hilo electrocalentado.

Todas las representaciones gráficas antes mencionadas son importantes para conocer la energía que puede producirse con el recurso eólico. La Figura I.3 muestra un ejemplo de la distribución de frecuencia de las velocidades medias de un emplazamiento obtenidas con el *data logger*.⁴

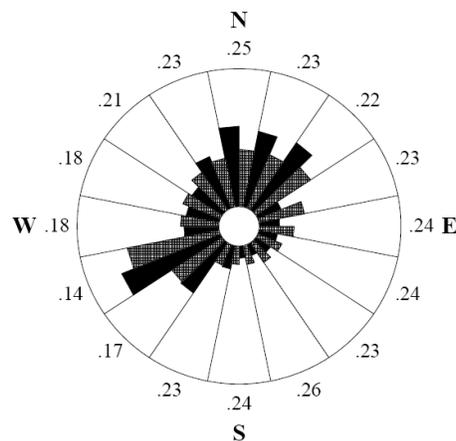


Fuente: UNAM, 2007.

Figura I.3 Distribución de frecuencia de las velocidades del viento registradas durante un año

Rosa de los vientos

Es una representación gráfica de las direcciones del viento y de sus respectivas frecuencias de ocurrencia, así como del contenido energético en cada dirección. Está dividida en 8, 12 ó 16 sectores. Sirve para reconocer la dirección dominante del viento y la zona que aporta la mayor velocidad media del lugar, es decir, representa la contribución energética que tiene cada una de las direcciones del viento en la energía eólica total del sitio. Es una huella meteorológica del emplazamiento. La Figura I.4 es un ejemplo de una rosa de los vientos con 16 sectores.



Fuente: http://132.248.59.12/cu_1_17/index.html

Figura I.4 Rosa de los vientos del Jardín Botánico, CU, UNAM

⁴ Jardín Botánico de Ciudad Universitaria, UNAM.

Rosa de las rugosidades

Tiene una presentación similar a la rosa de los vientos. Cada sector representa la rugosidad en cada dirección del viento y su importancia está en obtener una rugosidad media de todo el terreno.

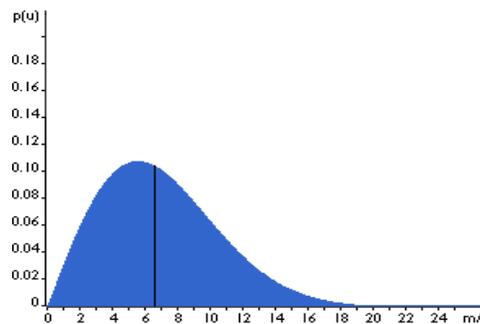
1.1.1.5 Potencia generada

Como se vio en el apartado anterior, existen diversas variables que afectan la velocidad del viento y en consecuencia la energía utilizable para producir electricidad. Los aspectos teóricos sobre contenido energético del viento y su producción eléctrica se verán a continuación.

a) Distribución de Weibull

Para representar las variaciones de velocidad del viento suele utilizarse la distribución de Weibull, que no es otra cosa más que una distribución de probabilidad. En ella se encuentran contenidas las probabilidades de que el viento sople a cualquier velocidad. Generalmente esta representación es asimétrica y con ella puede obtenerse la velocidad media del viento o el promedio de las velocidades vistas en el emplazamiento. Otra manera de obtener la velocidad media del viento es multiplicar la probabilidad de tener la velocidad modal de la distribución, que es la velocidad con mayor probabilidad de ocurrencia en la distribución de Weibull, por cada uno de los intervalos de velocidad y finalmente sumamos todos estos.

La distribución de Weibull varía de un lugar a otro en su forma y en su velocidad media. El factor de forma ó k , indica el tipo de distribución de Weibull. La Figura I.5 ilustra un ejemplo de distribución del viento típica, con un factor de forma $k=2$ también llamada distribución de *Rayleigh*. (Farret et al, 2006.)



Fuente: www.windpower.org

Figura I.5 Distribución de *Rayleigh*

La potencia obtenida por los aerogeneradores depende de la densidad del aire, el área de barrido del rotor y la velocidad del viento. Entre más pesado sea el aire que pasa a través de la turbina más energía cinética recibe para ser transformada en electricidad. Por esta razón, en invierno hay más disponibilidad de esta tecnología pues las masas de aire son frías y en consecuencia más pesadas.

La potencia captada por el aerogenerador se puede calcular como:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v_{rmc}^3 \dots (2)$$

donde; ρ es la densidad del aire [kg/m^3]⁵

A es el área de barrido del rotor [m^2]

V_{rmc} es la velocidad media del viento en el emplazamiento [m/s]

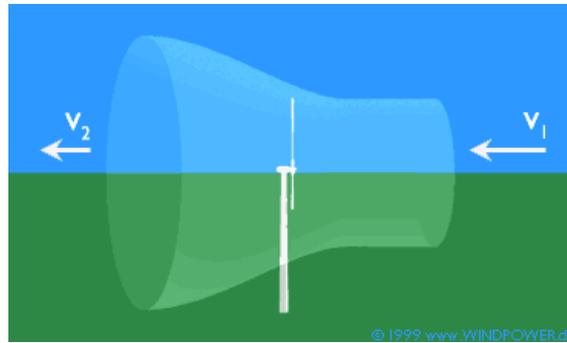
La velocidad media del viento utilizada en este cálculo de potencia, se refiere a una velocidad efectiva, basado en el hecho de que la potencia promedio varía con el cubo de la velocidad del viento promedio y se obtiene la expresión (3). Donde v es la velocidad media obtenida de la distribución de Weibull y h es la altura.

$$V_{rmc} = \sqrt{\frac{1}{8760} \int_0^{\infty} h v^3 dv} \dots (3)$$

b) Ley de Betz

Esta ley fue formulada por el físico alemán *Albert Betz* (1919) y detallada en su libro *Wind- energie*. En ella se afirma que sólo un 59% de la energía eólica (energía cinética del viento) puede ser transformada en energía mecánica. Es aplicable para todo aerogenerador con rotor en forma de disco y lleva implícito el hecho de que no se puede captar toda la energía disponible del viento, porque desde el inicio, el aerogenerador desvía el viento, el rotor frena su velocidad, la presión es mayor en la parte de recepción de aire que a la salida de la turbina y en consecuencia el volumen de aire es mayor a la salida de la turbina que a la entrada. Esto puede explicarse visualmente observando la Figura I.6.

⁵ $\rho = 1225 \text{ [kg/m}^3\text{]}$ medida a la presión atmosférica promedio al nivel del mar y a 15°C



Fuente: www.winpower.org

Figura I.6 Comportamiento del viento al atravesar un aerogenerador

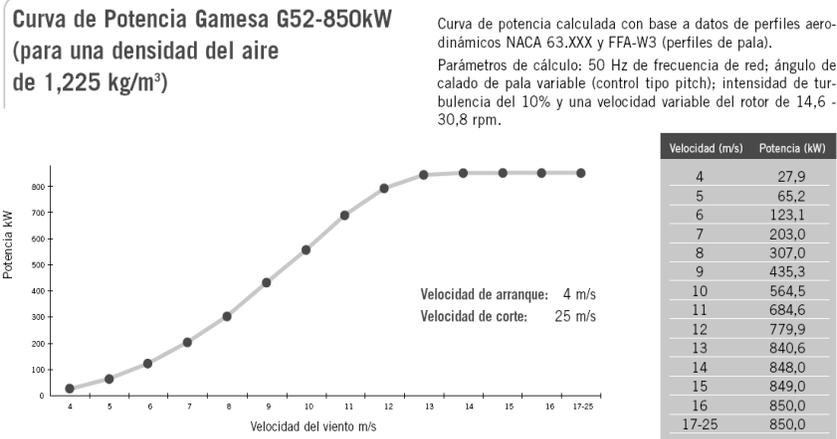
Considerando estas características, la expresión para la potencia media (P_m) obtenida del viento, tiene una nueva velocidad que es el promedio de las velocidades a la entrada y a la salida. Entonces queda:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho v_1^3 A \left(1 - \frac{v_2^2}{v_1^2}\right) \left(1 + \frac{v_2}{v_1}\right) = \frac{1}{2} \rho C_p v_1^3 A \quad \dots (4)$$

donde C_p es el coeficiente de potencia para la eficiencia de un rotor. El valor típico para la eficiencia, en la práctica, es de 35 a 45%.

c) Curva de potencia

Se obtiene a partir de las velocidades de viento medidas con el anemómetro y el cálculo de su potencia eléctrica correspondiente. Son información importante de los aerogeneradores, sin embargo, las mediciones son para un emplazamiento particular que puede no corresponder con las características de variación del viento, turbulencias, obstáculos, etc. del sitio donde se instalarán los aerogeneradores. Por lo que debe tenerse especial cuidado al tomar la potencia directa de estas curvas para una velocidad de viento determinada. La Figura I.7 es un ejemplo de curva de potencia de una aeroturbina para regímenes de viento medios y altos.



Fuente: GAMESA, 2007. ⁶

Figura I.7 Curva de potencia de un aerogenerador tripala de 850 kW

Cuando se tienen estas dos informaciones: la distribución de Weibull y la curva de potencia puede obtenerse la potencia que se estará produciendo en el lugar donde se instalarán los aerogeneradores.

1.1.2 Aerogeneradores

Los aerogeneradores son la tecnología utilizada para aprovechar la energía eólica o cinética del viento y transformarla en energía mecánica y posteriormente en energía eléctrica. Los más comunes son los aerogeneradores de eje vertical y de eje horizontal que se describen a continuación.

1.1.2.1 Eje Horizontal

Son el tipo de aerogenerador más comercializado, el único empleado en centrales eólicas y de uso común para generación de electricidad a pequeña escala. Los hay de una, dos, tres y múltiples palas (usados para bombeo de agua). Los más comunes son de tres palas porque reducen las cargas dinámicas, son más estables, ahorran material y peso, además de ser atractivos a la vista. Los casos de una y dos palas ahorran material y peso pero son menos eficientes y más inestables. Su capacidad de generación determina la aplicación para la que fueron diseñados. La Figura I.8 ilustra un tipo común de aerogenerador tripala utilizado en parques eoloelectricos.

⁶ Empresa española dedicada a la producción de tecnología para la generación de electricidad con viento, es uno de los principales fabricantes de tecnología eólica en el mundo.



Fuente: Fotografía tomada por la Autora.

Figura I. 8 Aerogeneradores de eje horizontal tripalas en La Venta II, México.

En la Tabla I.3 se observa una clasificación de los aerogeneradores en función de su potencia.

Tabla I.3 Clasificación de aerogeneradores de eje horizontal para producción eléctrica en función de la potencia

Denominación	P_N [kW]	R [m]	Aplicaciones
Muy baja	<1	<1	Embarcaciones, sistemas de comunicación, refugios de montaña, iluminación
	1-10	1-3	Granjas, viviendas aisladas (sistemas EO-FV), bombeo
Baja	10-100	3-9	Comunidades de vecinos, PYME's (sistemas mixtos EO-diésel), drenaje, tratamiento de aguas
Media	100-1000	9-27	Parques Eólicos (terreno complejo)
Alta	1000-10000	27-81	Parques Eólicos (terreno llano, mar adentro)
Muy Alta	>10000	>81	En fase de investigación y desarrollo, requieren nuevos diseños y materiales no convencionales. Suponen un salto tecnológico. No antes del año 2010.

Fuente: IDAE, 2006.

Dependiendo del margen de velocidad para el que fueron diseñados, les corresponde una clase de aerogenerador de acuerdo a la norma IEC-1400-1. Para regiones con vientos muy fuertes se propone un tipo de Clase 0 ó Especial, estos aerogeneradores son conocidos como Multi-MW y su aplicación es fuera de costa o para sitios en tierra con muy buenos regímenes de viento⁷. La Tabla I.4 indica la clase de aerogenerador según dicha norma.

⁷ Tal es el caso de la región del Istmo de Tehuantepec, en Oaxaca, donde se tiene una velocidad media anual de 9m/s a 30m de altura, como se estudiará en el Capítulo 4.

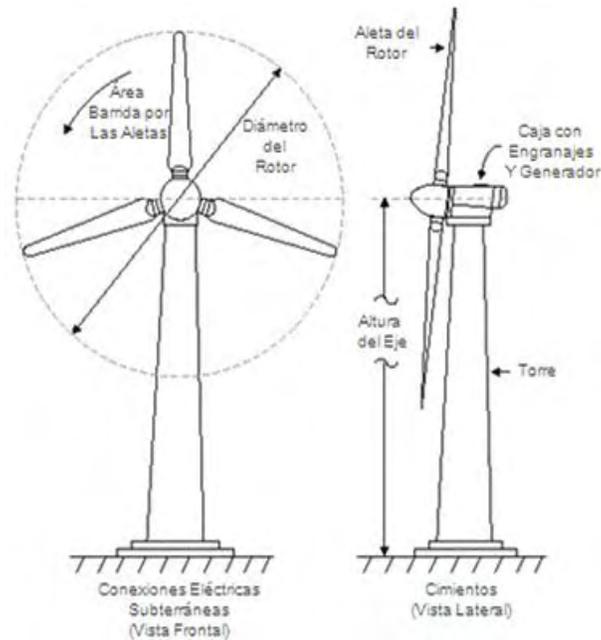
Tabla I.4 Clase de aerogenerador según la norma IEC-1400-1

Parámetros	Clase I	Clase II	Clase III	Clase IV
V_{ref} [m/s]	50	42.5	37.5	30
V_{anual} [m/s]	10	8.5	7.5	6
σ_v/V turbulencia	0.17	0.17	0.17	0.17

Fuente: Borja, M., 1998.

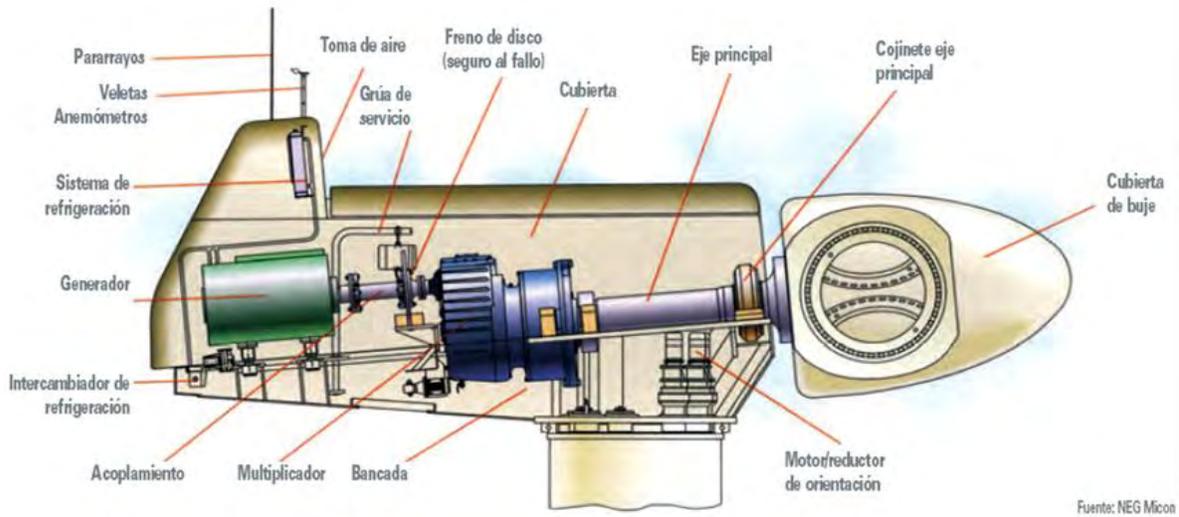
1.1.2.1.1 Componentes

Sus componentes se han diseñado para tener una vida útil de 20 años, por lo que el material de construcción debe ser resistente a las condiciones de viento donde serán instalados. Las características y evolución de ellos se explican a continuación. La Figura I. 9 muestra un esquema general de un aerogenerador horizontal. Mientras que en la Figura I.10 se ilustran los componentes del aerogenerador con mayor detalle.



Fuente: www.retscreen.net

Figura I.9 Esquema general de la turbina eólica



Fuente: www.energias-renovables.com

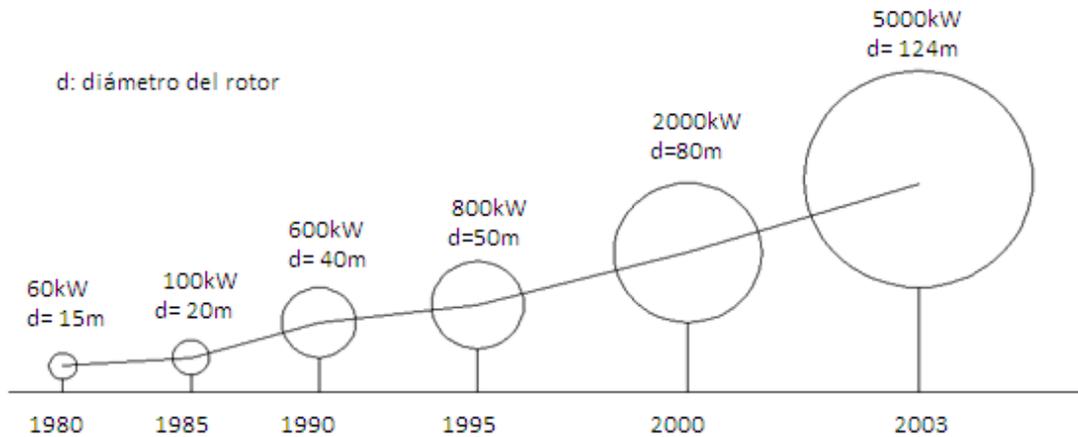
Figura I.10 Componentes del aerogenerador

Rotor

Formado por las palas, cubo y nariz. Convierte la energía eólica en energía mecánica a través de las palas que van incrustadas en el cubo del mismo, quien además transmite la potencia del viento a la flecha o eje principal del aerogenerador. La función de la nariz o cubierta de buje es erradicar turbulencias en el centro del rotor, desviar el viento hacia las palas y ventilar el interior.

Palas o aspas del rotor

Captan la energía cinética del viento para hacer girar al rotor. Un cambio en el diámetro de su rotor, o bien en la longitud de las palas, es proporcional a la energía captada. La evolución de las aeroturbinas está marcada por el aumento en el tamaño de sus componentes, como puede observarse en la Figura I.11, además de la relación del diámetro del rotor con la potencia generada.



Fuente: EWEA ⁸, 2004.

Figura I.11 Variación del diámetro del rotor con la potencia generada

El material utilizado lo determina el peso, la resistencia estructural, la resistencia de fatiga⁹, resistencia a agentes medioambientales, facilidad de fabricación y el costo. Algunos de los materiales más utilizados son la fibra de vidrio poliéster, fibra de vidrio epoxy, fibra de carbono epoxy y mixto, fibra de vidrio y fibra de carbono.

Multiplicador o caja de transmisión

Transforma la velocidad de giro del eje del rotor, a una velocidad mayor, mediante una serie de engranajes. Esta conversión es necesaria por el tamaño y la cantidad de polos del generador que se utiliza, si la conexión del rotor con el generador fuera directa, el rotor requeriría una velocidad extremadamente alta o bien ser muy lento pero contener cientos de polos que implican un mayor tamaño del mismo. En ambos casos el diseño sería muy costoso, por lo que la caja multiplicadora es la mejor opción para conectar estos dos componentes. (Borja, M., 1998).

Los tipos de cajas multiplicadoras son:

- ❖ Flechas paralelas
- ❖ Planetario: cajas compactas, de menor peso, menor emisión de ruido y eficiencia más alta en condiciones de carga parcial.

⁸ The European Wind Energy Association

⁹ Falla de los materiales de los componentes por aplicar repetidamente cargas.

- ❖ Generador de baja velocidad nominal: otra opción para no utilizar una caja de engranajes. Ocupan más espacio que la caja de transmisión, el rotor está conectado directamente al generador.

Generador

Convierte la energía mecánica que recibe del eje del rotor a energía eléctrica. Los hay síncronos y asíncronos, esta elección depende de la caracterización propia del aerogenerador. Determina la potencia de salida, su tipo de regulación y si la conexión será directa o indirecta a la red.

a) Asíncronos

Se utiliza el motor de inducción en su forma inversa y el de jaula de ardilla (menor costo, poco mantenimiento y más resistente). La conexión es directa: se tiene que magnetizar previamente el estator con un arreglo de condensadores, para el arranque se usa un generador diesel o bien una batería y electrónica de potencia. Se deja girar libremente al generador hasta que alcanza una velocidad un poco mayor a la de sincronismo, entonces se conecta a la línea y adopta la frecuencia de la misma. Pueden causarse daños cuando la velocidad del rotor supera la velocidad nominal que puede soportar para transformar energía eléctrica.

Si se conectan antes de que su velocidad sea un poco mayor a la de sincronismo absorberá energía de la línea (se comportan como motor) y el factor de potencia deberá compensarse. A partir de allí, conforme aumenta la velocidad del viento aumenta la potencia generada, hasta la velocidad nominal, donde debe controlarse para evitar daños en el equipo.

La potencia que generan es proporcional a la diferencia de su velocidad angular ω (del rotor) y la de sincronismo ω_s . La frecuencia la determina la línea, por lo que su velocidad no depende de la velocidad del viento y no se explota la cualidad de que a mayor velocidad mayor extracción de energía. Son por esto sistemas de velocidad fija. Presentan un deslizamiento¹⁰ del 1% que depende de la fuerza de giro que le permite generar un menor par torsor máximo y menos rotura. Para aerogeneradores grandes (MW) el deslizamiento es de 0.5% y para aerogeneradores pequeños (kW) está entre el 2%.

¹⁰ Diferencia medida en porcentaje de la velocidad de rotación a potencia máxima y en vacío, o bien diferencia en porcentaje de la velocidad de sincronismo de un generador.

b) Síncronos

Son excitados con una fuente de CD, ya sea independiente o de la red rectificada, su construcción no permite que se generen sobreintensidades. No están conectados directamente a la red hasta que alcanzan la velocidad de sincronismo y la corriente que generan sea igual a la de la línea.

De construcción abierta o cerrada. En el primer caso el aislante de las bobinas se deteriora y es propenso a generar corto circuitos, en la construcción cerrada se resuelven ambos problemas pero el costo se incrementa. Como el giro se los promueve la velocidad del viento, su frecuencia es distinta a la de la línea y debe adaptarse con un rectificador (que convierta la energía alterna obtenida a directa) y un inversor, que haga la acción contraria pero con el ajuste de frecuencia de la red. Por lo anterior se conocen como sistemas de velocidad variable.

Los sistemas de velocidad variable superan de un 10 a 12% a los sistemas de velocidad constante en la producción de electricidad¹¹ debido a que su velocidad está sujeta a la frecuencia de la línea. Los sistemas de velocidad constante generan cargas dinámicas y en consecuencia disminuyen la eficiencia de los rotores. Los sistemas de velocidad variable eliminan las cargas dinámicas y mejoran la eficiencia, pero generan electricidad a una frecuencia distinta de la red por lo que tiene que aplicarse electrónica de potencia y esto aumenta los costos en la construcción de las máquinas.

Góndola

Contiene al rotor, el generador y la caja multiplicadora. La base donde estos elementos mecánicos se encuentran se llama bastidor y carcasa al elemento que los recubre, juntos forman la góndola. En el exterior se coloca el anemómetro y la veleta, quienes envían información al sistema de control.

Torre

Sostiene a la góndola y al rotor, así como a los aparatos de medición: anemómetro y veleta. Los tipos de torres se observan en la Figura I.12.

a) Tubular o tronco-cónica

¹¹ Energía Eólica: centrales eoloelectricas. IIE. Octubre 1998, en Generadores eléctricos.

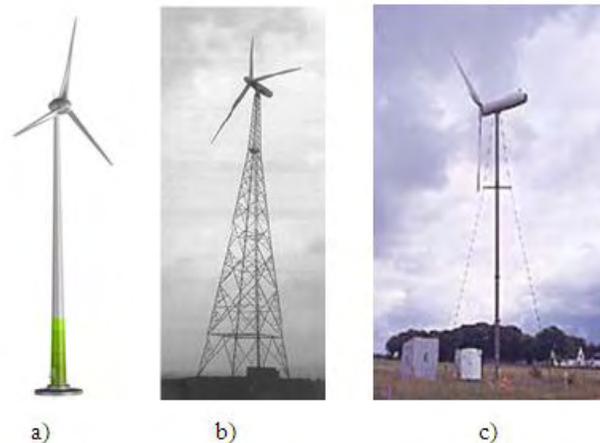
Son las más utilizadas en la actualidad. Su material es más flexible, se fabrican en secciones de 20 a 30m, dentro de ella puede contenerse el equipo eléctrico y de control. Se instalan con rapidez, su forma las hace más resistentes, ocupan poca área en su base y son atractivas a la vista. Su inconveniente es el traslado para aerogeneradores grandes.

b) De celosía

Hechas de perfiles de acero, tienen fácil traslado y menor costo comparado con las tubulares, además de tener la misma rigidez. Debido a su construcción abierta, el equipo eléctrico y de control requieren una instalación aparte de la torre, los puntos de unión de la torre deben revisarse para evitar accidentes.

c) Torres de mástil tensado con vientos

Se utilizan para aerogeneradores de pequeña escala, por su constitución delgada son menos costosas, se sostienen con cables tensores. Están expuestas a cualquier acto de vandalismo.

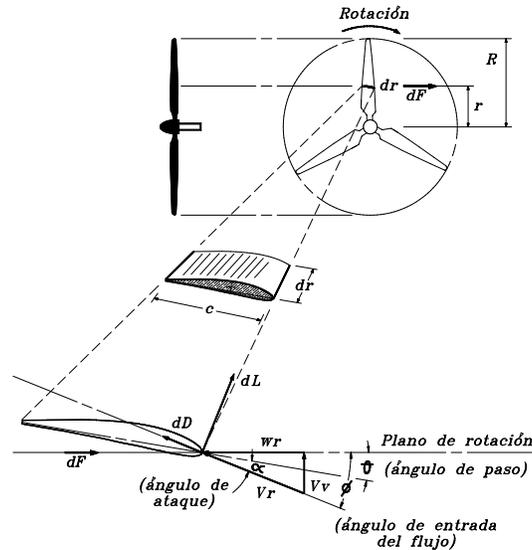


Fuente: a) www.enercon.com, b) www.gamesa.es y c) www.windpower.org

Figura I.12 Tipos de torres a) Tubular, b) Celosía y c) Mástil tensado con viento

Regulación de velocidad y potencia

La Figura I.13 muestra algunas variables involucradas en los controladores de velocidad y potencia.



Fuente: Borja, M., 1998.

Figura I.13 Variables involucradas en la aerodinámica del rotor

a) Control por ángulo de paso de las aspas

Se giran radialmente algunos grados las palas del aerogenerador cada vez que la dirección y la velocidad del viento cambian. El giro será tal que se beneficien todas las velocidades del viento que abarca el radio del rotor. La orden de giro la ejecuta un controlador electrónico de la turbina que verifica a cada instante la potencia generada, así, cuando es muy alta se hacen girar las palas fuera del viento y cuando disminuye su velocidad se orientan de nuevo en dirección perpendicular a él. La acción se lleva a cabo por mecanismos que funcionan de forma hidráulica. Se conoce como *pitch controlled*.

b) Desprendimiento de flujo

Se usa en turbinas de palas fijas. Cuando la velocidad del viento aumenta, también se incrementa el ángulo de entrada de flujo (véase Figura I.13) y el ángulo de ataque. Se tiene entonces un valor máximo para la velocidad, según la forma del aspa, en el cual el rotor comienza a detenerse de forma natural por el desprendimiento de flujo en la zona viento abajo de las palas del rotor.

Este método de control llega a ser complicado porque los cálculos de flujo no son confiables para ángulos de ataque mayores a 10° (el desprendimiento de flujo es común hasta ángulos de ataque de 45°), además del análisis de la rotación de las palas, aunque tiene un menor costo porque no incluye mecanismos adicionales. (Borja, 1998.)

El control activo por desprendimiento de flujo integra el control por ángulo de paso pero en sentido inverso y así aumenta el ángulo de ataque. Se conoce también como *stall controlled*.

Orientación¹²

a) Viento arriba (barlovento)

El viento ataca perpendicularmente primero el plano del rotor y después a la torre del aerogenerador, hay pérdidas ligeras de energía cuando las palas del rotor pasan por la zona de la torre. Debe mantenerse fija esta posición ortogonal al viento mediante una corona dentada y un cojinete. La mayoría de las turbinas de viento son de este tipo.

b) Viento abajo (sotavento)

El viento ataca perpendicularmente primero a la torre y después el plano del rotor del aerogenerador. Se pueden diseñar para que sea la góndola quien mantenga perpendicular la posición del rotor, son diseños más flexibles pero la energía obtenida varía más que a barlovento debido al abrigo del viento de la torre. Este diseño es útil en aerogeneradores de pequeña escala.

Componentes de seguridad

Para mantener la estabilidad del sistema y evitar daños al equipo, a los trabajadores y comunidades vecinas a la central eólica, debidos a la naturaleza intermitente del recurso, cambios de temperatura en los componentes eléctricos de los aerogeneradores o pérdida de cargas, se detienen las aeroturbinas de las siguientes maneras:

- a) Freno de disco.*** Se aplica cuando la velocidad del rotor ha disminuido considerablemente.

¹² Además de los mecanismos de orientación al viento descritos, es fundamental la información de la veleta para que estos puedan actuar.

- b) **Ángulo de paso de aspas.** Funciona como ya se explicó, pero con un rango de acción mayor de modo que el ángulo de ataque del aspa es el mismo que la dirección del viento y se detiene al rotor.
- c) **Punta de aspa.** Secciones en la punta de las palas del rotor que pueden girar 90° de modo que se oponen al giro del rotor.
- d) **Protección contra rayos.** Se conducen las descargas eléctricas de las puntas de las aspas a través de la góndola y la torre, hasta el sistema de tierras de toda la planta eólica (área de cimentación).

Controlador electrónico

Recopila datos de cada uno de los parámetros del aerogenerador: temperatura de componentes, velocidad y dirección del viento, vibraciones, etc. para determinar si el aerogenerador está trabajando en situaciones de peligro y manda órdenes para que se detenga el rotor y para la desconexión de línea.

Conexión

Además de los dispositivos de protección de transformadores, entre líneas de transmisión o distribución y los generadores, se utilizan tiristores para realizar una conexión suave con la red y así evitar corrientes transitorias en los puntos de interconexión. (Borja, 1998.)

Para sistemas de velocidad variable o de conexión indirecta a la red el problema se soluciona con la electrónica de potencia que involucran.

Cables

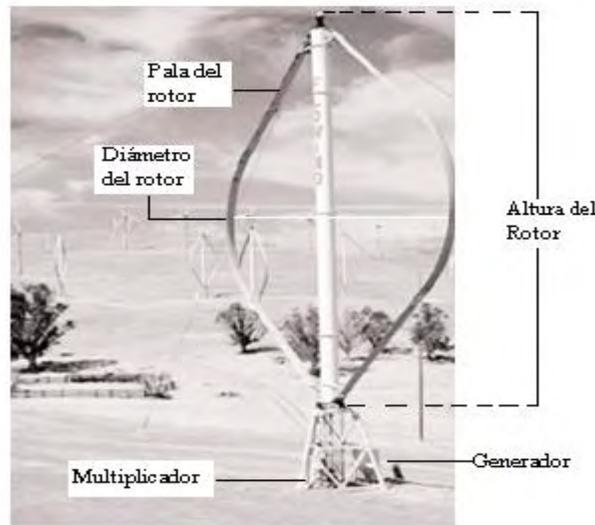
Cada aerogenerador genera en baja tensión desde los 690 V, tensión será elevada por los transformadores a los kV. La tensión que cada uno genera se va sumando, hasta llegar a la línea de conexión a la red, por esta razón el cable que se utiliza para la conexión entre los aerogeneradores de una central eoloelectrónica se redimensiona para cada sección de la central.

Obra civil

Para instalar el o los aerogeneradores se deben considerar los datos del fabricante sobre las características de rigidez de la torre, así como las propiedades del terreno en el que se realizará la cimentación. En el diseño debe incluirse el sistema de tierras físicas al que irá conectada la turbina de viento, así como las interconexiones entre ellos que por lo general son subterráneas.

1.1.2.2 Eje vertical

Constan de un eje perpendicular al suelo y palas curvas sobre el mismo. Son menos eficientes debido a que carecen de torre y tienen más influencia de la rugosidad del suelo. El modelo más popular es el tipo Darrieus (en honor a George Darrieus, 1931). Se usan en la generación a pequeña escala o de abastecimiento rural. No requieren estudios de viabilidad económica o de potencial eólico del sitio donde serán instalados. La Figura I.14 ilustra un aerogenerador vertical.



Fuente: EWEA, 2001.

Figura I.14 Componentes del aerogenerador vertical.

1.1.2.2.1 Componentes

Rotor

Requiere un arranque secundario para mantenerse girando por la aerodinámica de sus palas.

Generador

Generalmente es asíncrono: de inducción, conectado a la red.

Multiplicador

Cuenta con caja multiplicadora en su base para poder generar electricidad.

Componentes de seguridad

No tienen elementos de seguridad ya que se instalan en lugares de baja velocidad de viento.

Regulación de velocidad y potencia

No requiere regulación de potencia, comienzan a generar a velocidades de viento bajas, a partir de los 3 m/s.

Orientación

Son omnidireccionales a causa de la resistencia al viento que se presenta en la sección de sus palas expuesta al mismo.

Conexión

Abastecen cargas pequeñas por lo que no se conectan al Sistema Eléctrico, sino directamente a la carga que proveerán reduciendo las pérdidas de potencia en la transferencia.

Obra civil

Por su simplicidad, el usuario puede realizar la instalación.

1.1.3 Centrales eoloeléctricas

Están formadas por un grupo de aerogeneradores dispuestos de manera estratégica en un terreno. Actualmente el parque eólico puede tener un solo aerogenerador o unos cuantos debido al aumento de su potencia unitaria. Las hay de dos tipos en tierra (*onshore*) o fuera de costa (*offshore*). La principal diferencia es su geografía, además de que los parques eólicos *offshore* tienen una capacidad instalada mucho mayor debido a que el recurso eólico en mar abierto es mucho mayor que en tierra. Tienen también diferencias en la obra civil, los impactos ambientales, la conexión a red, la potencia generada, etc. pero los requisitos para diseño son básicamente los mismos.

Es necesario conocer régimen de viento y potencial eólico, espacio a utilizar, lo que dimensionará directamente las turbinas¹³. Estimar la producción de energía, indispensable para el diseño del plano del parque, infraestructura necesaria para la central eólica, cercanía con la red de transmisión y facilidad de acceso. Con la ayuda de programas como WINDPRO puede realizarse un

¹³ El tamaño de las turbinas es función de la naturaleza del terreno y la rosa de los vientos.

diseño completo de posibles emplazamientos, con los que incluso se conoce el impacto paisajístico de las máquinas y el ruido que producirán en la zona.

Otras consideraciones del diseño involucran: (Borja, M., 1998.)

- La corrección por densidad del aire, depende de la altura del sitio del emplazamiento sobre el nivel del mar y la temperatura ambiente.
- El decremento en el rendimiento del rotor por causas climáticas o de suciedad en las palas (factor de comportamiento).
- El efecto estela en la disposición de los aerogeneradores (factor de arreglo).
- La disponibilidad de producir energía de las turbinas, debido a condiciones de bajo potencial de viento o a mantenimiento de las mismas (factor de disponibilidad).
- La producción excesiva de potencia en períodos de baja demanda, relacionado con un factor de penetración alto en el sistema eléctrico (factor de utilización).
- Pérdidas en la transmisión de energía.

1.1.3.1 En tierra (Onshore)



Fuente: Steffen, E., 2008.

Figura 1.15 Parque eólico, en tierra, Alemania

Son el tipo de parques eólicos comunes nivel mundial, situados en regiones con buenos regímenes de viento y en tierra firme como su nombre lo indica.

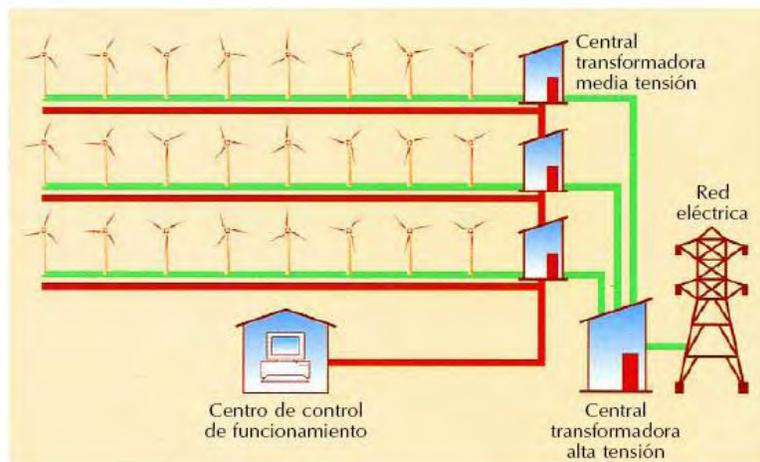
Configuración

Para terrenos planos, se disponen los aerogeneradores de entre 3 a 5 diámetros del rotor en dirección perpendicular a los vientos dominantes y de 5 a 9 diámetros en la dirección de los vientos

dominantes, con el fin de evitar pérdidas de captación de energía debidas al efecto estela¹⁴. En la práctica esta disposición es difícil de conseguir por la complejidad del terreno o bien por el aumento en el costo del alquiler de los mismos, así como a la infraestructura de transmisión.

Para optimizar el plano del parque de generación, se utilizan programas de diseño “*micrositing*”, ellos se enfocan en maximizar la producción de energía minimizando la infraestructura y costos de operación¹⁵. La tensión producida por los aerogeneradores se eleva con transformadores (comúnmente trifásicos, tipo pedestal en conexión estrella- delta, neutro a tierra y enfriamiento en aceite) individuales o para un conjunto de ellos, se recolecta con una línea de distribución subterránea (menor a 25 kV). Las conexiones de líneas unidas con sistemas de protección mediante transformadores de corriente y de tensión forman la subestación de la central eoloelectrica.

La corrección del factor de potencia se realiza en la central eólica con bancos de condensadores o tiristores que se instalan en cada máquina o en el centro de control para corregir a todo el sistema de aerogeneradores interconectados. La interconexión a red puede ser a distribución o transmisión por líneas aéreas. Cada aerogenerador tiene su controlador electrónico que es además un recopilador de datos que esta comunicado con el cuarto de control, quien también forma parte del parque.



Fuente: www.madrid.org

Figura I.16 Configuración general de una central eoloelectrica

¹⁴ Cola de viento que se genera detrás de la turbina y produce turbulencia.

¹⁵ En una eoloelectrica, los costos son más sensibles a la producción de energía eléctrica que a la infraestructura. Esto se vera con más detalle en el siguiente capítulo.

Producción de electricidad

La producción de electricidad es el conjunto de las contribuciones de cada aerogenerador. En la actualidad, se utilizan programas iterativos de predicción de energía que utilizan todos los datos recopilados por el sistema de medición, incluyen los efectos del ruido y contraste visual para proponer modelos de reubicamiento de aerogeneradores.

Elección de aerogeneradores

La elección del aerogenerador se decide con su curva de potencia que proporciona el fabricante y el histograma de velocidades de viento del lugar del emplazamiento. Así, para vientos poco intensos se utilizarán modelos de aerogeneradores que generen energía a menor velocidad de viento, o bien estructuras con torres más altas.

Conexión a la red

La interconexión de los aerogeneradores a la red suele ser en baja- media tensión o media- alta tensión, según sea la línea de conexión cercana a la planta eoloelectrica, para ello se utilizan transformadores elevadores al nivel de tensión de la red de transmisión. Para instalaciones de gran tamaño, los transformadores forman parte de una subestación cercana a la planta de generación y al centro de control. En parques pequeños, los transformadores se encuentran en la misma zona del centro de control.

Obra civil

Incluye los caminos de acceso y desplazamiento dentro de la instalación (de los edificios a la base de las aeroturbinas), la construcción de los cimientos donde serán ubicados los aerogeneradores y los edificios donde estará el centro de control, el almacén de equipo eléctrico y de protección, la disposición de la subestación eléctrica, etc. Es decir, la plataforma eólica, que es el área que abarca la disposición total de los aerogeneradores. Representa del 8 al 12 % del costo de inversión.

a) *Cimentaciones*

Se diseñaran con los datos de esfuerzos mecánicos sobre la torre, los proporciona el fabricante. También se toma en cuenta la geografía del emplazamiento. Su disposición debe permitir el mantenimiento de la máquina o posibles cambios en la misma.

b) *Edificios*

Espacios para el control de la planta, donde se reciben datos de la situación del viento y operación de los aerogeneradores, pueden o no estar los bancos de capacitores, dependiendo del tamaño de la central eólica. También se refiere a espacios de almacenamiento de transformadores, protecciones a la subestación, zonas menores que sirvan de resguardo al personal, de almacén de repuestos para fallos pequeños.

1.1.3.2 Fuera de costa (*offshore*)



Fuente: Delivering Offshore windpower in Europa, EWEA

Figura I.17 Parque eólico Middelgrunden, Dinamarca

Esta modalidad responde a la falta de espacio de espacio en tierra de algunos países, el primer parque se instaló en 1991. Las consideraciones para su diseño se basan en los parques *onshore*. Presentan menor rugosidad aún cuando se genera oleaje, la dirección del viento no cambia tanto como en tierra, pues los cambios de temperatura tampoco varían mucho dentro del mar debido a

que la radiación solar llega muchos metros hacia el interior. Al tener vientos constantes y mayores, la altura de las torres se reduce.

Configuración

Por viabilidad económica, estos parques no pueden ser instalados más allá de los 25 m de profundidad. Algunos impedimentos para la instalación de estos parques ha sido la renuencia de las comunidades pesqueras o turísticas y protectores medioambientales.

Producción de electricidad

Típicamente hay 40% más contenido energético que en tierra por las altas velocidades de viento. Su continuidad y menos variabilidad en la velocidad del viento hacen que sean menos intermitentes.

Elección de aerogeneradores

Requieren aerogeneradores multi- MW porque puede captarse más energía eólica (5 MW y mayores), su estructura es dehumidificada para evitar desgastes en los materiales debidos a los componentes del agua de mar. Para favorecer las operaciones de mantenimiento, poseen un helipuerto en la góndola. Aún falta desarrollarse esta tecnología para que pueda considerarse costeable.

Conexión a la red de distribución

Debe planearse la red de distribución para los sitios offshore ya que es inexistente. La longitud de las líneas, el calibre de las mismas, etc. Por las características del lugar, la forma de conexión es directa, lo que se ve reflejado en una disminución de los costos (se evita una parte de electrónica de potencia) y en la electricidad producida.

Obra civil

Los costos de la obra civil se incrementan por la magnitud de las máquinas. Estudios prevén, que esta situación se revierta conforme avance la producción en las instalaciones y disminuya el porcentaje de la obra civil en la inversión total fuera de costa. Tanto la instalación de las turbinas

como las obras de mantenimiento y corrección, requieren formas de acceso que aún son incosteables (aún cuando la producción de energía es alta).

1.2 Impactos ambientales

Toda actividad humana destinada a la producción o generación de algún bien, puede tener efectos secundarios adversos al ambiente, esto incluye al ecosistema completo. Para la planeación en la generación de energía eléctrica, se consideran las etapas antes y después de la instalación de la planta de generación, en este caso eólica. Su cadena energética incluye únicamente dos pasos: recurso del viento y generación de electricidad.

Muestra de la preocupación por generar medidas para proteger el ambiente, son proyectos como ExternE (Costos externos de la Energía), promovidos por la UE, en los que se desarrolla una metodología para poder calcular estos costos externos asociados a la generación de energía en todas sus etapas. A continuación, se describen los impactos al ambiente que tiene el uso de la tecnología eólica.

1.2.1 En aire

Los efectos adversos, en aire, atribuidos a la puesta de aerogeneradores son el ruido y la modificación en la ruta migratoria de las aves propias de cada región, así como la colisión de las mismas con las aeroturbinas.

a) Ruido

Las ondas sonoras se forman de la conversión de energía en movimiento a cambios de presión en las moléculas del aire, esta variación en la presión detectada por el oído es el sonido. Cuando el sonido tiene características irregulares que resultan molestas en su intensidad, tono y timbre, se habla de ruido. En la actualidad tanto el ruido mecánico de los componentes del aerogenerador y el aerodinámico del viento al chocar con las aspas, se han reducido debido a mejoras en la ingeniería de las turbinas de viento.

La manera de resolver el ruido mecánico proveniente de las cajas multiplicadoras es construirlas con aleaciones de acero, materiales flexibles en su parte interior, recubiertas con alguna sustancia

rica en carbono que las hacen durables y resistentes. Además de realizar modificaciones en su estructura (algunos modelos presentan perforaciones en la góndola) de modo que no se propague y amplifique el sonido por el contacto entre los componentes. Para el ruido aerodinámico se han realizado cambios en la forma de las palas del rotor y en la punta de las mismas, con el fin de evitar el silbido natural que produce el viento al chocar contra algún obstáculo a su paso¹⁶.

El ruido blanco producido por los aerogeneradores, tiene niveles de intensidad según la distancia a la que se encuentre el receptor. En la zona más cercana, el nivel de ruido es mayor a los 55 dB, mientras que a unos 300 m es de 45 dB (distancia a la que comúnmente se encuentra la comunidad más cercana), por lo que el ruido proveniente de la central eólica no es un factor contaminante nocivo. La Tabla I.5 muestra la respuesta humana a distintos niveles sonoros.

Tabla I.5 Niveles sonoros y respuesta humana

Sonidos característicos	Nivel de presión sonora [dB]	Efecto
Zona de lanzamiento de cohetes (sin protección auditiva)	180	Pérdida auditiva irreversible
Operación en pista de jets Sirena antiaérea	140	Dolorosamente fuerte
Trueno	130	
Despegue de jets (60 m) Bocina de auto (1 m)	120	Maximo esfuerzo vocal
Martillo neumático Concierto de Rock	110	Extremadamente fuerte
Camión recolector Petardos	100	Muy fuerte
Camión pesado (15 m) Tránsito urbano	90	Muy molesto Daño auditivo (8 Hrs)
Reloj Despertador (0,5 m) Secador de cabello	80	Molesto
Restaurante ruidoso Tránsito por autopista Oficina de negocios	70	Difícil uso del teléfono
Aire acondicionado Conversación normal	60	Intrusivo
Tránsito de vehículos livianos (30 m)	50	Silencio
Aerogeneradores		
Líving Dormitorio Oficina tranquila	40	Muy silencioso
Biblioteca Susurro a 5 m	30	
Estudio de radiodifusión	20	Apenas audible
	10	
	0	Umbral auditivo

Fuente: Modificado de Miyara, 2000.

¹⁶ La rosa de los vientos también es un indicador de la dirección en la que se propaga el ruido.

b) Impacto en aves

La colisión de aves contra las aeroturbinas se ha debido a diseños mal planeados tanto en distribución de los aerogeneradores en el terreno (alta densidad de ellos) así como al hecho de que la central eoloelectrica se encuentre dentro de una comunidad de aves o en la ruta migratoria de las aves de esa región. La compañía *Western EcoSystems Technology Inc.*, comisionada por el *National Wind Coordinating Committee (NWCC)* de Estados Unidos realizó un estudio sobre colisiones de aves con aerogeneradores y reportó que éstas representan del 0.01% al 0.02% de muertes de aves por colisión.

Para el caso de las instalaciones fuera de costa, la colisión de aves en Dinamarca, se ha visto que ellas siguen rutas migratorias en las que evitan su paso por las aspas de los aerogeneradores, estas investigaciones las ha realizado *RISO* en conjunto con *DTI*¹⁷ para tratar asuntos sobre desarrollo de energía de viento fuera de costa en el mar Norte de Europa. Sin embargo, es un aspecto de mucha importancia que debe considerarse en el diseño pues la colisión en aves puede reducirse pero anularse.

1.2.2 En tierra

La principal repercusión es el impacto visual que tienen los aerogeneradores en sitios donde generalmente existe una cierta belleza natural, lugares en los que no hay mucha intromisión del hombre más que en actividades primarias (agricultura) o bien existen comunidades rurales pequeñas.

Aún cuando esta consideración es subjetiva, debe decirse que la ingeniería de la industria eólica ha puesto un especial interés en diseños estéticos al modificar las torres en tubulares, la aerodinámica de las aspas del rotor y el tamaño de las máquinas; de modo que no alteren grandes extensiones de tierra antes libres de obstáculos. Sin perder de vista, que la principal exigencia de diseño es de eficiencia mecánica y de ahorro en los materiales utilizados.

En la actualidad, el impacto visual es menor porque la densidad de las máquinas ha disminuido debido al repotenciamiento de los nuevos modelos. La instalación de los cimientos de la torre

¹⁷ Riso: Laboratorios nacionales en Dinamarca, DTI: Departamento de Fabricación e Industria en Inglaterra.

del aerogenerador, ocupa áreas menores en los terrenos y conviven sin ningún problema con la actividad que se desarrollaba antes de su construcción.

1.2.3 En el agua

No existen impactos ambientales en el agua, debido a centrales eólicas en tierra. Para los parques *offshore*, se debe analizar el efecto de su intrusión en el mar, como puede ser: la alteración al ecosistema del hábitat marítimo al servir de substratos artificiales en los cuales surgirán comunidades atípicas de la región, la orientación de peces y otras especies puede cambiar a consecuencia de los campos eléctricos y magnéticos de los cables, posibles colisiones navieras por su influencia en el radar, ruido y vibraciones en la superficie del mar.

Debido a que las primeras centrales *offshore* se instalaron en lugares cercanos a la costa o de poca profundidad, afectando zonas de alto valor ecológico, la solución que ha propuesto la Acción Concentrada sobre Energía Eólica Marítima en Europa (CAOWEE) es colocarlas en aguas de 25 a 30m de profundidad. Aún se estudia si su instalación causa daños severos en las comunidades marinas. Los estudios se realizan en los parques eólicos pilotos situados en los mares de Dinamarca.

1.2.4 Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero

El uso de esta tecnología evita emisiones de gases de efecto invernadero a la atmosfera, al ser una tecnología que sustituye a otra forma de generación a base de combustibles fósiles.. La importancia de evitar o reducir los gases de efecto invernadero, ocasionados por generación de energía eléctrica, es detener el calentamiento global con la promoción de fuentes renovables y poco contaminantes.

Esta característica ha hecho atractiva la promoción de los parques eólicos y les ha dado mayor crecimiento. La medición se toma calculando las toneladas equivalentes de CO₂ que se emitirían al generar electricidad con las fuentes convencionales, del país del que se trate. Muchos de los proyectos de energía eólica forman parte de los Proyectos para el Mecanismo de Desarrollo Limpio por ser una opción de cambio ante tecnologías sucias con grandes emisiones de GEI, como las termoeléctricas, carboeléctricas, ciclos combinados, etc.

Conclusiones

Conocer las características del viento da la posibilidad de poder valorar y cuantificar el recurso en todo el mundo, para poder contribuir a solucionar los problemas de generación de electricidad a falta de recursos convencionales o como modo de sustitución de tecnologías contaminantes.

Aunado al conocimiento de cómo operan las turbinas de viento, se dio un panorama de la utilidad que representan, la mejora que se ha realizado en estos últimos veinte años y la que aún puede realizarse (para aplicación *offshore*) y los mejores sitios donde pueden ser ubicadas.

Si bien es notorio un gran porcentaje de crecimiento en la contribución para abastecer la demanda de energía con esta modalidad de generación, debe reconocerse que aún no es capaz de sobrellevar cargas demasiado grandes, por las características propias del recurso. Pero, también los ejemplos de aplicación señalan que puede eliminarse esa barrera con el desarrollo de nuevas modalidades como lo es la generación con viento fuera de costa, que ofrece mayor captura de energía pero tiene implicaciones técnicas y económicas aún se están desarrollando.

Debe resaltarse, que el crecimiento que ha tenido esta industria se debe a la búsqueda de alternativas sobre mitigación de gases de efecto invernadero que producen el calentamiento global, esto ha permitido que se busquen medidas para obtener energía no sólo de fuentes inagotables, sino de formas menos dañinas que las usadas en el pasado y que incluso todavía siguen utilizándose. Como pudo verse los efectos externos asociados con el ruido de los aerogeneradores se han evitado con mejoras en el diseño de las máquinas, los asociados a la instalación y construcción, así como el diseño de los propios parques eólicos también ha sido cuidado y es una tecnología que en general no tiene una contaminación de gran impacto.

El siguiente capítulo aborda los aspectos relacionados con su viabilidad económica y la contribución que tiene la industria eólica en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la producción de bonos de carbono.

Esta página se dejó en blanco intencionalmente.

Capítulo 2

Aspectos económicos del aprovechamiento de la energía eólica en la generación de electricidad

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

2. Aspectos económicos del aprovechamiento de la energía eólica en la generación de electricidad.

Introducción

En el presente capítulo se estudia el costo de la generación de electricidad con una central eólica, en él se abordan los aspectos más importantes de tipo y porcentaje de participación de los gastos involucrados, así como la forma de realizar los cálculos para poder comparar esta tecnología de generación de energía con otras.

Con el fin de realizar un análisis completo de los costos y de recalcar la importancia de los gastos externos asociados a cada una de las etapas de la cadena de generación de un parque eólico, se incluyen los costos por evitar o reducir emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

Dado que la tecnología eólica ha tenido un desarrollo notable en los últimos quince años, resulta conveniente comparar su costo de generación unitario con el de otras tecnologías de generación y a su vez, la forma como estos costos se han ido modificando. Dicho análisis también se incluye en este capítulo.

Por último, se revisa la situación de los proyectos MDL como otra forma de financiar proyectos eoloelectrónicos e incluso sufragar gastos relacionados con la infraestructura eléctrica inexistente en el sitio de producción. Además de que se resumen los pasos requeridos para realizar un proyecto de este tipo, las características que deben tener, las personas involucradas para su ejecución, las funciones de dichos actores y el estado actual de los proyectos eólicos registrados como MDL.

2.1 Costos de la Generación eléctrica

El costo de la generación de electricidad es la suma de los costos realizados en la etapas de: construcción (desde los estudios de factibilidad del proyecto hasta la entrada en operación de la planta) y la etapa de operación y mantenimiento (desde el final de construcción o inicio de operación de la central eléctrica hasta el final de la vida útil de sus elementos).

Los costos asociados a la primera etapa son los costos de inversión, mientras que los de la última etapa son los costos de combustible y los de operación y mantenimiento, la generación eoloelectrónica no tiene costos de combustible.

Un costo adicional es el correspondiente al gasto asociado a los efectos nocivos al medio ambiente, a las personas o a las generaciones futuras, por generar energía eléctrica de forma sucia. Al agregar dicho costo se tendría un costo total de la generación eléctrica y la comparación de las plantas eoloelectrificadas con otras tecnologías sería más equitativa, es decir, el costo por externalidades.

En este análisis de costos de la construcción de parques eólicos no se consideraron los costos por desmantelamiento.

2.1.1 Costos de inversión

Existen tres tipos de costos de inversión realizados en la etapa de construcción:

- Los costos directos, obtenidos al sumar las erogaciones en moneda constante y dividirlos en la capacidad bruta de la central.
- Costos directos más indirectos, incluyen además de los costos directos, las erogaciones por administración, ingeniería, dirección de la obra, etc.
- Costo actualizado al inicio de operación, es el valor del costo directo más indirecto al inicio de operación de la planta aplicándole una tasa de descuento que incluye los intereses debidos a cada concepto de inversión de la central (CFE, 2006.).

Otro concepto que afecta los costos totales de inversión, y en consecuencia la viabilidad económica del proyecto eólico, es el costo de la línea y equipo eléctrico necesario para interconectar

la central eoloeléctrica con la red de transmisión o distribución. Además de ser un concepto difícil de cuantificar pues depende de los acuerdos con la compañía distribuidora sobre los costos de conexión, las tasas por administración de la energía generada o bien, los acuerdos sobre la creación o modificación de infraestructura de transmisión de la electricidad.

El alquiler de los terrenos es también variable y puede ocasionar la inviabilidad o retraso en los proyectos. El costo puede fijarse como un porcentaje de la producción, una cantidad correspondiente por aerogenerador o por kW instalado. (Olmos, V. et al, 2004.) El concepto de ingeniería y administración incluye la evaluación del recurso eólico, impacto medioambiental, la dirección de obra y control de calidad.

El porcentaje correspondiente a cada concepto participante en la inversión total para un parque eólico se muestra en la Tabla II.1, debe resaltarse que los proyectos de centrales eoloeléctricas en el mundo se han desarrollado principalmente con inversión privada (Borja, M., 2009.).

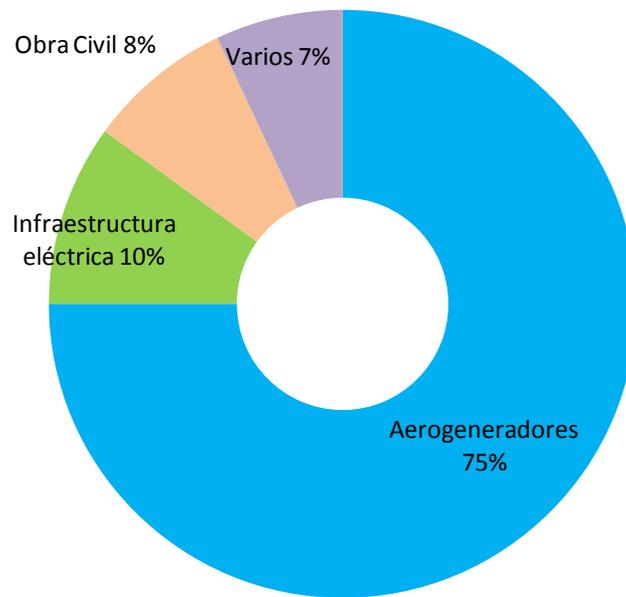
Tabla II.1 Conceptos y porcentaje de inversión

Concepto	%
Aerogeneradores	74-82
Cimentación	1-6
Consultoría	1-3
Terreno	1-3
Obra eléctrica	1-9
Obra de interconexión a la red	2-9%
Costos financieros	1-5
Construcción de caminos	1-5
Costos Legales	1-2

Fuente: Borja, M., 2009.

Los conceptos anteriores pueden agruparse en menores categorías: Aerogeneradores, Obra eléctrica y de interconexión como Infraestructura Eléctrica; requerida para la distribución de la energía generada por la planta eólica, Construcción de caminos y cimentación como Obra civil. La Figura II.1 ilustra la repartición de los costos de inversión de forma más general. La partida de varios

incluye gastos financieros, legales y consultoría del proyecto, se observa que la mayor inversión se realiza por la compra de los aerogeneradores.



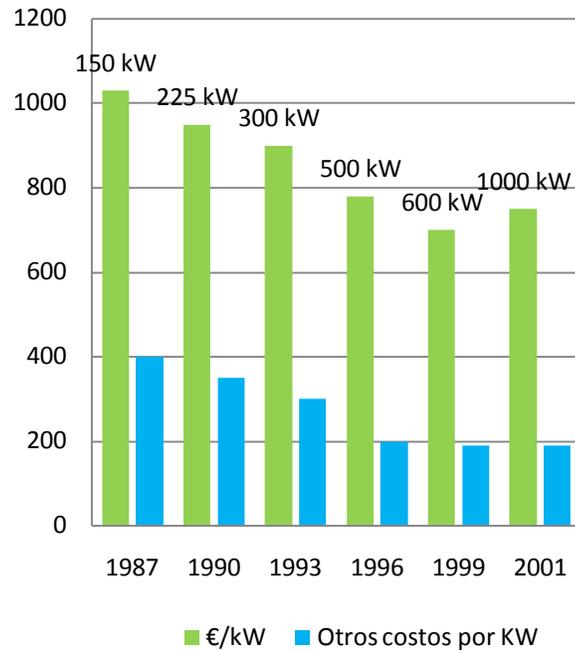
Fuente: La Autora a partir de Borja, M., 2009.

Figura II. 1 Distribución de los costos por concepto de inversión

El caso de las centrales eoloeléctricas *offshore* tiene una repartición de los costos de inversión distinta. Debido a su ubicación geográfica, la Obra Civil tiene un porcentaje del 25% del costo total, esto se debe a la aún incosteable ingeniería aplicada en su implementación. Como se explicó en el capítulo anterior: soportes monopilas, trípodas o bien, una estructura de soporte flotante, aún en fase de pruebas. (Breeze, P., 2005.)

El concepto de Aerogeneradores corresponde al 45% del costo total, además de la marinación requerida por las aeroturbinas en mar, que evita el desgaste de la torre y otros componentes. La marinación de los componentes agrega un 10% al costo del aerogenerador. (Breeze, P., 2005.)

La siguiente Figura II.2, muestra los costos por kW instalado de los aerogeneradores y por área de barrido, en ella se muestra el decremento en los costos desde 1987 hasta 2001.



Fuente: Jamasb, T. et al, 2006.

Figura II.2 Costo de los aerogeneradores

La conexión a red también es cara, no existen puntos de conexión en mar para las futuras centrales fuera de costa, lo que implica inversiones fuertes en este concepto, se deben considerar conductores idóneos para offshore, y crear tecnología capaz de proporcionar su propia frecuencia y voltaje de estabilidad en el futuro.

El elevado costo en offshore sólo tiene sentido sufragarlo por la gran capacidad de generación eléctrica que ofrece, además de que tiene condiciones más favorables que las plantas eólicas en tierra, sin embargo, las medidas para fomentar la construcción de centrales eólicas en mar, en el aspecto económico todavía están en fase temprana y se basan en el desarrollo de la industria de viento en tierra como se verá más adelante.

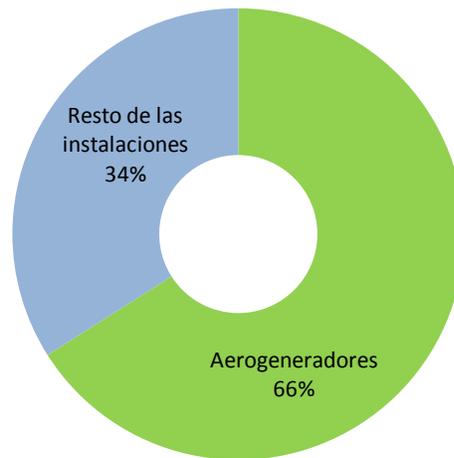
2.1.2 Costos de Operación y Mantenimiento (O&M)

Se realizan durante el tiempo de vida útil o el tiempo económicamente útil del parque eólico (20 años). Pueden ser costos fijos o variables.

Los costos fijos no están ligados a la generación de electricidad del parque eólico, sino a los gastos por salarios, prestaciones, seguro social, servicios, etc. Los costos variables están asociados a

la generación de electricidad y se deben a la reposición o compostura de materiales y componentes necesarios para su operación del parque eólico. (CFE, 2006.)

Para una planta eoloeléctrica, pueden representarse los gastos fijos como los correspondientes a la operación y mantenimiento de las instalaciones de la planta que excluyen a los aerogeneradores, de modo que existen esté generando energía o no. El porcentaje correspondiente es del 34%. Para los gasto variables, se incluyen los consumibles y repuestos de los aerogeneradores y le corresponde el 66 % del costo de O&M. El arrendamiento del terreno está incluido en los costos de operación y mantenimiento debido a que se asocia con la producción.¹ Como esta contribución varía mucho de un emplazamiento a otro, en general puede ser de 1centavo de dólar por kW-h, no aparece en la Figura II.3, donde se representa la repartición de costos por éste concepto.



Fuente: La Autora a partir de Olmos, V. et al, 2004.

Figura II.3 Repartición de costos de Operación y Mantenimiento

En los parques *offshore* la partida por O&M también aumenta, pues las turbinas se encuentran aisladas entre kilómetros de mar y el solo acceso a ellas incrementa. Las turbinas Multi-MW poseen un helipuerto para recibir al personal de operación y mantenimiento.

2.1.3 Costo nivelado de generación

Resume toda la economía involucrada en el proyecto de estudio. Su valor es el precio medio que cuesta producir el bien o servicio con dicho proyecto y también es una medida de comparación entre varias tecnologías que producen el mismo bien o servicio, en este caso energía eléctrica.

¹ Borja, M., 2009.

2.1.3.1 Convenciones para el flujo de efectivo

Para realizar el estudio económico de una planta de generación se considera que en el período de construcción de la planta se realizan únicamente gastos de inversión, mientras que en el período de O&M se tienen sólo gastos de éste tipo, además de hacerse coincidir el inicio de esta última etapa con el final de la construcción de la planta, aún cuando eso no siempre sucede en la práctica.

Los costos se consideran en forma discreta y anualmente, aunque se sabe que se pueden realizar gastos de Inversión y O&M en ambas etapas y de manera continua.

Otra convención para aplicar la metodologías de evaluación es enunciar los años que dura la construcción de la planta, con su correspondiente costo de inversión, como $-N$, $-N+1$, $-N+2, \dots$, hasta el año -1 . El año 0 es el correspondiente al año en que empieza a funcionar y se termina de construir la planta eléctrica.

Los años correspondientes al período de O&M se enuncian desde el año 1 , 2 , \dots , hasta n . Donde n es la vida económicamente útil de la planta y los egresos se deben a la operación de la central.

2.1.3.2 Cálculo del costo nivelado de generación²

Para obtenerlo se sigue una metodología que incluye los costos realizados en las dos etapas del análisis económico, el tiempo de duración de las mismas, la vida útil, la tasa de descuento o tasa de retorno, la potencia de la central, el programa de inversiones, etc.

El cálculo del costo nivelado se realiza para inversión y operación y mantenimiento, para así obtener el costo nivelado correspondiente a la generación de la central, pues como ya se mencionó al inicio de éste capítulo: el costo del MW-h generado incluye las erogaciones por inversión y por O&M. Para ejemplificar, se despliega a continuación el cálculo del costo nivelado por concepto de inversión:

Se define como el valor que multiplicado por el valor presente de generación de la central, tomando en cuenta la vida útil, iguala el valor presente de los costos de inversión³.

² Desarrollo basado en CFE, 2006.

Su expresión matemática se observa en (5):

$$\overline{CI} = \frac{\sum_{t=-N}^{-1} I_t(1+i)^{-t}}{\sum_{t=0}^{n-1} GNA_t(1+i)^{-t}} \dots (5)$$

donde

CI: costo nivelado del MW-h por concepto de inversión;

I_t : inversión en el año t [\$]

GNA: generación neta en el año t [MW-h]

N: tiempo de construcción [años]

n: vida útil de la planta [años]

i: tasa de descuento, dada en fracción⁴.

Las inversiones se consideran de forma discreta, hechas cada mes que dura la construcción del parque o al inicio de cada año que dura la construcción.

Cuando la generación de electricidad es uniforme cada año, la expresión queda:

$$CI = \left[\frac{i(1+i)^{n-1}}{(1+i)^n - 1} \right] \left[\frac{1}{GNA * C} \right] [\sum I_t (1+i)^{-t}] \dots (6)$$

donde

$GNA = (1 - up) * fp * 8760$ [MW-h/MW]

C: capacidad eléctrica de la central [MW]

up: usos propios del parque de generación

fp: factor de planta

Realizando algunas otras reducciones de conceptos involucrados, se tiene que:

$I = \sum_{t=-N}^{-1} I_t$; la suma de todas las inversiones realizadas en el período de construcción.

$W_t = \frac{I_t}{I}$; corresponde al peso que tiene cada inversión anual o mensual en el total del costo de la inversión

³ El caso general sería: iguala el valor presente de los costos correspondientes al período o concepto de estudio.

⁴ Se considera una tasa mensual a partir de una tasa anual dada, debido a que el tiempo de construcción de la central eoloelectrónica es menor a un año, en algunos casos.

$\frac{i(1+i)^{n-1}}{(1+i)^n - 1}$: factor de recuperación del capital (fcr (i,n));

$\sum W_t(1+i)^{-t}$: factor de valor presente (fvp (i + w))

Con las siguientes simplificaciones, la expresión (7) muestra cómo obtener el costo nivelado de inversión:

$$\bar{CI} = CU \left[\frac{1}{GNA} \right] \left[\frac{frc(i,n)}{(1+i)} \right] [fvp(i + \bar{w})] \dots (7)$$

Esta metodología permite comparar el costo del MW- h generado con energía eólica, con otras tecnologías. El costo de la generación de electricidad disminuye cuando la capacidad instalada del parque eólico es grande y cuando se tienen buenos regímenes de viento en el sitio del emplazamiento.

Los costos totales de generación están expresados finalmente en dólares de EUA, la conversión de pesos a dólares es de 11.40⁵ pesos por dólar y es la calculada para 2006.

2.1.4 Comparación de costos con otras tecnologías

Las Tabla II.2 muestra los costos unitarios de generación para diferentes tecnologías, siendo la termoeléctrica convencional la que le corresponde un índice del 100.

⁵ Tipo de Cambio para Solventar Obligaciones en Moneda Extranjera en la República Mexicana. (CFE, 2006.)

Tabla II.2 Costos unitarios de generación⁶

Central	Potencia Bruta	Inversión		Combustible		Operación y Mantenimiento		Total		
	MW	(dól/MWh)	Índice	(dól/MWh)	Índice	(dól/MWh)	Índice	(dól/MWh)	Índice	
Térmica convencional	2 x 350	19,33	100	49,79	100	5,76	100	74,88	100	
	2 x 160	26,71	138	51,76	104	8,72	151	87,19	116	
	2 x 84	31,3	162	58,1	117	11,41	198	100,81	135	
	2 x 37.5	37,49	194	62,71	126	15,66	272	115,86	155	
Turbogas aeroderivada gas	1 x 43.4	72,34	374	65,08	131	22,49	390	159,91	214	
Turbogas industrial gas	1 x 85	54,81	284	82,31	165	11,64	202	148,76	199	
Turbogas industrial	G	1 x 190	42,52	220	73,56	148	5,27	124	121,35	165
	F	1 x 267	41,26	213	69,58	140	5,26	91	116,1	155
Turbogas aeroderivada diesel	1 x 41.3	71,97	372	85,87	172	24,62	427	182,46	244	
Ciclo combinado gas	1x1 F	1 x 291	9,26	48	48,56	98	5,41	94	63,23	84
	2x1 F	1 x 583	8,91	46	48,35	97	4,33	75	61,59	82
	1x1 G	1 x 400	8,83	46	48,08	97	4,72	82	61,63	82
	2x1 G	1 x 802	8,39	43	47,85	96	3,78	66	60,02	80
Diesel	2 x 18.4	34,52	179	41,17	83	19,77	343	95,46	127	
	4 x 9.7	37,55	194	42,97	86	20,73	360	101,25	135	
	3 x 3.4	42,05	218	47,3	95	27,23	473	116,58	156	
Carboeléctrica	2 x 350	26,85	139	18,56	37	7,81	136	53,22	71	
Carb. supercrítica s/desulf.	1 x 700	23,71	123	19,74	40	6,1	206	49,55	66	
Carb. supercrítica c/desulf.	1 x 700	27,14	140	16,43	33	7,35	128	50,92	68	
Nuclear (ABWR)	1 x 1356	31,87	165	6,57	13	8,96	156	47,4	63	
Geotermoeléctrica										
Cerro Prieto	4 x 26.95	23,23	120	21,34	43	7,56	131	52,13	70	
Los azufres	4 x 26.6	23,97	124	18,63	37	7,13	124	49,73	66	
Hidroeléctricas										
Aguamilpa	3 x 320	112,68	583	0,8	2	3,95	69	117,43	157	
Aguaprieta	2 x 120	156,9	812	0,21	0	7,66	133	164,77	220	
Amistad	2 x 33	53,93	279	1,83	4	14	243	69,76	93	
Bacurato	2 x 46	66,48	344	0,99	2	9,43	164	76,9	103	
Caracol	3 x 200	96,87	501	1,13	2	4,72	82	102,72	137	
Comedero	2 x 50	85,19	441	1,29	3	9,41	163	95,89	128	
Chicoasén	5 x 300	66,24	343	0,59	1	3,08	53	69,91	93	
Peñitas	4 x 105	70,3	364	3,14	6	4,83	84	78,27	105	
Zimapán	2 x 146	143,21	741	0,18	0	2,69	47	146,08	195	

Fuente: CFE, 2006.

⁶ A dólares de 2006, precios medios de 2006 y tasa de descuento del 12%.

La Tabla II.3 muestra los costos de generación unitarios para tecnologías destinadas a generación distribuida, es decir, de menor escala⁷ que las contenidas en la Tabla II.2. Los factores de disponibilidad de los aerogeneradores se consideran del 95% al 98%.

Tabla II.3 Costo unitario de generación

Central	Potencia Bruta [MW]	Inversión ⁸ [dólar/MW-h]	Operación y Mantenimiento [dólar/MW-h]	Total [dólar/MW-h]
Eólica (clase 6)⁹	5 x 1.5	50.60	10.68	61.28
	10 x 1.5	48.17	10.15	58.31
	34 x 1.5	44.41	9.27	53.68
	67 x 1.5	43.34	8.82	52.16
Eólica (clase 7)¹⁰	5 x 1.5	45.37	9.58	54.95
	10 x 1.5	43.19	9.10	52.28
	34 x 1.5	39.82	8.31	48.13
	67 x 1.5	38.86	7.91	46.77

Fuente: La Autora, a partir de CFE, 2006.

A modo de acercarse más al costo de la energía producida con los modernos parques eólicos, se anexa en la Tabla II.4 con datos reportados por el Banco Mundial, sobre los costos que podrían alcanzarse en el período de 2002 a 2010 para la generación eoloeléctrica.

Tabla II.4 Costo de la generación eoloeléctrica

Tipo de emplazamiento	Costo de generación [€ ¹¹ /kW-h]	Costo de generación [dólar/MW-h]
Onshore de 10 [m/s]	0.03	23.78
Onshore de 5 [m/s]	0.08	63.41
Offshore	0.05 a 0.08	39.63 a 63.41

Fuente: La Autora a partir de Breeze, P., 2005.

Comparando las tres tablas anteriores, se observa que el costo de generación eoloeléctrico tiene una posición competitiva respecto a otras tecnologías, como las plantas de Ciclo combinado, pues el costo del MW-h en ambas es del orden de los 60 dólares. Las diferencias residen en la

⁷ Comprende plantas eléctricas de 1 MW a 50 MW. CFE, 2006.

⁸ El factor de planta se ajustó con la clase de viento, de 0.39 para Clase 6 y 0.43 para clase 7. Los costos variables de O&M se consideraron nulos.

⁹ Corresponde a velocidades de 8 a 8.8 a 50m.

¹⁰ Corresponde a velocidades de 8.8 11.9 a 50m.

¹¹ La tasa de cambio de euros a dólares es de 1 euro= 1.2616 dólares, con datos del Banco Central Europeo.

repartición de estos costos, siendo en las centrales eoloeléctricas la partida mayor la de inversión respecto a la de O&M. Mientras que para las plantas de ciclo combinado, la partida mayor es en los costos de combustible y como ésta se encuentra sujeta a los precios del mercado de combustibles esto puede representar grandes desventajas.

Al realizar la comparación en el costo de generación por MW-h con otras tecnologías como la carboeléctrica, nucleoelectrica y geotérmica (véase Tabla II.2) se observa que su costo es más competitivo, sin embargo, se hace hincapié en comparar el costo del MW-h eólico con las centrales de ciclo combinado pues son los proyectos de generación con mayor auge en la actualidad, razón que también puede influir en que los precios del gas natural se eleven.

Por tal razón, la elección entre una u otra tecnología responde a criterios de disponibilidad, pues como se sabe, la generación eólica depende del régimen de viento existente y ese motivo la hace intermitente, a diferencia de otras centrales eléctricas que tienen un factor de planta elevado; pues el combustible está disponible para que operen la mayor parte del tiempo.

Debe destacarse que también el abastecimiento de combustible, como el gas natural, puede verse afectada por la volatilidad de precios debido al comportamiento del mercado de consumo de dicho combustible y se convertiría en una desventaja tener un porcentaje alto de generación de energía bajo esta modalidad.

Otra consideración importante es el destino que puede dársele a la generación eólica, es decir, al utilizarla para cargas pico por el comportamiento del viento, que suele ser más intenso en este horario que en el resto del día. Esta acción además de aprovechar las características de estas plantas, beneficia al sistema de generación propio de cada país al diversificarlo.

2.1.5 Costo de las externalidades¹²

Son los costos asociados a los efectos ambientales, a la salud y los efectos sociales provocados por la generación de electricidad con éste tipo de tecnología.

¹² Perjuicio o beneficio experimentado por un individuo o una empresa a causa de acciones ejecutadas por otras personas o entidades. RAE.

Considerar los costos externos en la generación de electricidad sirve para poder calcular el costo adicional al total de la generación y para poder comparar las tecnologías participantes en abastecer la demanda de energía de una manera más completa, pues se estarían incluyendo los costos provenientes de toda la cadena de energética.

Para la generación eoloelectrónica, las externalidades tienen varios efectos positivos debido a que su emisión de GEI es mucho menor a otras tecnologías, encontrándose ésta en la etapa de construcción de los componentes. Puede considerarse como alternativa a tecnologías de generación más sucias y evitar la emisión de CO₂ a la atmósfera, cantidad que se cuantifica con las toneladas de CO₂ emitidas por la tecnología de generación más común en el país donde se realice dicho cálculo. Otra manera de entender el costo externo por generación eléctrica es considerar que con la planta eólica se evitan emisiones de GEI, y el costo corresponde al costo del MW-h que se habría generado con la tecnología contaminante y de mayor impacto que se está sustituyendo.

La Unión Europea ha desarrollado una metodología para evaluar los costos externos de la energía o externalidades, llamado ExternE, que reúne a múltiples científicos del mundo para poder cuantificar los costos que se agregarían por las emisiones contaminantes provenientes de cada tecnología de generación de electricidad. El reporte que la UE publicó en 1998 contiene estimaciones de los costos externos expresados en la Tabla II.5.

Tabla II.5 Comparación de Costos Externos

Combustible	Externalidad [€/kW-h]	Externalidad [dólar/MW-h]
Carbón	0.018 a 0.15	14.26 a 118.89
Gas Natural	0.005 a 0.035	3.96 a 27.74
Viento	0.001 a 0.003	0.79 a 2.37

Fuente: La Autora a partir de Breeze, P., 2005.

De las Tablas anteriores se destaca que el precio de la generación eoloelectrónica por emisiones contaminantes es mucho menor al costo que ocasionan tecnologías de ciclo combinado (a base de gas natural) y carboeléctricas. Si se sumaran estas erogaciones al costo de generación registrado en las Tablas anteriores, la generación eoloelectrónica sería por mucho, preferible a otras centrales eléctricas.

2.2 Iniciativas para reducir los costos de generación

El desarrollo de la generación eolieléctrica se debe a la reducción en los costos de los aerogeneradores, principalmente, debido a que es el concepto con mayor porcentaje en la inversión total de un parque eólico.

La forma de disminuir los costos por este concepto ha sido por la producción en serie de las aeroturbinas, el aumento en el tamaño de los aerogeneradores, los materiales utilizados en sus componentes, la promoción de las plantas *offshore*, la creciente industria de viento, los incentivos por generación de electricidad con energías limpias, las modificaciones al marco regulatorio, etc. En este apartado se hablará a cerca de los incentivos técnicos para la reducción de costos.

2.2.1 Desarrollo tecnológico

Se ha basado en el aumento de las turbinas de viento y en la utilización de mejores materiales para los componentes de las mismas.

- *Aumento en el diámetro del rotor*

A mayor área de barrido y mayor altura de la torre la velocidad y la energía captada se incrementan, entre más electricidad se produzca menor es el costo de generación. Los actuales aerogeneradores instalados están en el rango de capacidad de 750 a 1500 kW en parques eólicos *onshore*, incluso las turbinas eólicas de 2 MW han tenido un crecimiento notable en los últimos años. (Jamash, T. et al, 2006.)

Los costos del KW-h generado por una turbina de 95 kW en 1985 estaban por encima de 0.077 €, mientras que una turbina de 1MW, en 2001, disminuyó a 0.034 €/kW-h generado. (Jamash, T. et al, 2006.)

- *Aerogeneradores Multi-MW*

Se han desarrollado prototipos de aerogeneradores con capacidad de generación del orden de los 6 MW para ser instalados fuera de costa, los aerogeneradores de 2 a 4 MW también fueron diseñados para aprovechar la energía donde el régimen de viento es muy bueno, son los llamados Aerogeneradores Clase 0 o Especial. La ventaja de estas aeroturbinas es que los costos de

construcción no varían mucho respecto a una turbina de menor escala, pues la electrónica empleada no aumenta, el personal y maquinaria requerida para armar una turbina de mayor tamaño tampoco varía demasiado. (Breeze, P., 2005.) Con ellos se disminuye la densidad de turbinas en un parque eólico, aprovechan mejor la energía en tierra y permiten utilizar el recurso eólico del mar.

- *Materiales*

El uso de materiales más flexibles y resistentes en comparación con los materiales empleados en los primeros aerogeneradores, como la madera epoxica, la resina de fibra reforzada epoxica, el plástico de vidrio reforzado, etc.

- *Transferencia tecnológica*

Como una manera de fomentar la instalación de centrales eoloeléctricas, en algunos países han sustituido las unidades existentes por aerogeneradores de mayor potencia y las turbinas desmanteladas se han vendido a países con un incipiente desarrollo de generación con viento, a un menor costo y con un tiempo de vida útil considerable.

2.2.2 Producción en serie

Con la demanda continua de instalar nuevos parques eólicos se permite la producción en serie de los aerogeneradores lo cual reduce los costos de fabricación, aunado a la existencia de varios fabricantes de aeroturbinas. La competencia beneficia la calidad de la tecnología, la seguridad de invertir en investigación y desarrollo de tecnología utilizable.

Un aumento en la inversión por éste concepto podría deberse a la producción masiva y prematura de máquinas Multi-MW para aplicaciones no precisamente de *offshore*.

2.2.3 Industria offshore

Los parques fuera de costa existen únicamente en la Unión Europea (UE) y tienen como objetivo poder satisfacer la meta de generación con energías renovables que ellos mismos se han impuesto, contribuir a abastecer la creciente demanda de energía y ofrecer tecnología eólica *offshore* al convertirse en un mercado mundial con experiencia en esta nueva modalidad de parques eólicos.

Los países miembros de la UE han desarrollado un plan de trabajo en el que plantean escenarios al año 2015 y 2020, así como las medidas para favorecer esta modalidad de parques eólicos por medio de fomentos a las energías renovables, aseguramiento de construcción de nuevos parques eólicos para promover desarrollos tecnológicos en los fabricantes de aerogeneradores, creación de nuevas redes de transmisión eléctrica que cumplan con la seguridad requerida y se adecuen a la dificultad de su existencia en el mar.

Si se cumplen las acciones de promoción, los parques eólicos costa afuera podrían alcanzar costos de generación de hasta 0.042 €/kW-h con costos de O&M incluidos de 0.014 €/kW-h y los 0.003 €/kW-h por producción de energía. (Jamash, T. et al, 2006.). La instalación de turbinas Multi-MW sólo tiene sentido por la recuperación de la inversión al producir energía eléctrica fuera de costa.

2.3 Proyectos MDL como un apoyo para la rentabilidad de los proyectos¹³

Representan una opción dentro de las medidas para mitigar la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) y para poder cumplir con los objetivos de reducción por parte de los países desarrollados, incluidos en el Anexo 1.

2.3.1 Qué son

Es uno de los tres mecanismos de flexibilidad del Protocolo de Kyoto, definido en su Artículo 12, diseñados para conseguir reducciones o limitar emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) por parte de los países Anexo 1¹⁴, a través de la creación de proyectos en países en desarrollo.

Persiguen dos objetivos: lograr un desarrollo sostenible del país en crecimiento donde son implementados mientras producen certificados de reducción de emisiones, y el cumplimiento de los países desarrollados de limitación o disminución de sus emisiones cuantificadas.

Los beneficios indirectos son la transferencia tecnológica al país sede, generalmente son implementados en países en vías de desarrollo por su mayor atractivo económico que situarlos en los países de primer mundo. Situación que le da mayor viabilidad económica.

¹³ Sección basada en Programa Sinergy, 2005.

¹⁴ Países desarrollados, comprometidos a disminuir o limitar sus emisiones de GEI.

2.3.2 Quiénes los integran

Los proyectos MDL incluyen diferentes actores imprescindibles para su ejecución.

2.3.2.1 Participantes del Proyecto (PP)

Entidades públicas o privadas que promuevan e implementen un proyecto MDL, sin necesidad de ser países Anexo 1.

2.3.2.2 Autoridad Nacional Designada (AND)

Es nombrada por las partes involucradas en el desarrollo del proyecto y es quien se encarga de aprobarlos, así como la participación voluntaria de instituciones públicas o privadas. En algunos países también le corresponde la preselección de proyecto, formación y orientación sobre el mismo.

2.3.2.3 Entidad Operacional Designada (EOD)

Entidad independiente, acreditada por la JE y designada por la Conferencia de las partes. Es quien valida los proyectos MDL y los Certificados de reducción de emisiones de GEI correspondientes al proyecto. Para cada una de las dos acciones se tienen dos EOD, excepto en proyectos de pequeña escala.

Deberá enlistar todos los proyectos MDL que haya validado y/o certificado, presentar reportes anuales sobre sus actividades a la JE y en general obrar a solicitud de ésta última. También puede proponer metodologías y acreditarse en alguno de los sectores donde tenga la capacidad de trabajar.

2.3.2.4 Junta Ejecutiva (JE)

Supervisa el funcionamiento del mecanismo MDL, depende de la Conferencia de las partes (CP) como Reunión de las Partes (RP) y esta integrada por diez miembros de las Partes del Protocolo de Kyoto.

- Un miembro por cada grupo regional de Naciones Unidas (5)
- Dos miembros incluidos en las Partes del Anexo 1 (2)

- Dos miembros no incluidos en las Partes del Anexo 1 (2)
- Un miembro de un Estado en desarrollo (1)

Entre sus funciones debe informar sobre nuevas disposiciones del MDL, los posibles obstáculos regionales de implementarlos, así como información de aquellos proyectos MDL que requieran financiamiento, mantener una base de datos de todos los proyectos registrados, su situación y cuantificación de reducción de emisiones. Rendir informes sobre sus actividades, aprobar metodologías y EOD, publicar actualizadas las normas, procesos, metodologías y reglas existentes para desarrollarlos y verificar el cumplimiento de las acciones correspondientes a cada actor implicado en los proyectos de MDL. Para realizar todo lo anterior puede crear paneles o comités que agilicen su labor.

2.3.2.5 País Anfitrión

País no incluido en el Anexo 1, es donde se realizará el proyecto y también puede o no aprobar su ejecución.

2.3.3 Cómo funcionan

Para legitimar el proyecto MDL, se deben cumplir con actividades específicas, como son:

- País anfitrión. Ratificar el Protocolo de Kyoto, participar voluntariamente y haber establecido una AND.
- País Anexo 1. Además de los requisitos del País anfitrión, debe fijar la cantidad tope de emisiones medidas en $\text{TCO}_{2\text{equ}}$ que le corresponden para cumplir su reducción de emisiones, llevar un registro nacional de sus actividades para proyectos MDL y se cuantifiquen sus RCE, contar con un sistema de estimación de emisiones y un inventario de las mismas.
- Proyecto MDL. Debe cumplir con criterios básicos más que con actividades o tecnologías específicas. Los criterios son: reducir emisiones de GEI medibles, a largo plazo y reales en países en desarrollo.

Adicionalidad. La cuantificación de reducción de emisiones debe ser menor a la generada en ausencia del proyecto, además de comprobarse la inexistencia del proyecto sin la presencia del MDL.

Desarrollo Sustentable. Obedece a la decisión del país anfitrión, sin embargo, en general las consideraciones que se hacen son a nivel social, económico y ambiental.

Marco legal. Deben ser compatibles a los requisitos legales del país anfitrión.

La Energía Nuclear no está integrada a los proyectos MDL.

Financiamiento. No recibirán fondos de Ayuda Oficial al desarrollo.

Distribución. Se hará una distribución geográfica igual en los territorios destinados al emplazamiento de proyectos.

2.3.4 Certificados de reducción de emisiones (RCE)

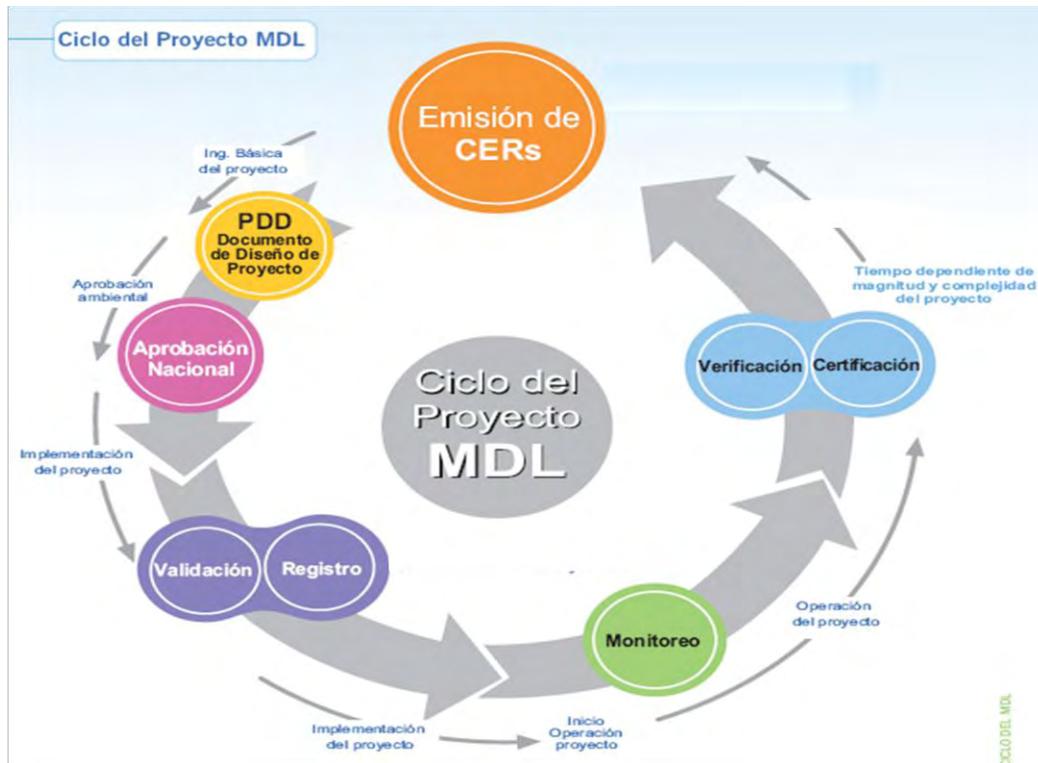
Una RCE equivale a una tonelada de CO₂ equivalente, calculada con los potenciales de calentamiento atmosférico, según el artículo 5 del Protocolo de Kyoto. Pueden emplearse para comprobar reducciones o limitaciones de emisiones de GEI de los países Anexo 1, así como para comerciar con ellas en el mercado internacional de emisiones (Artículo 17 del PK).

Al vender las certificaciones a otros países o al colocarla en el mercado internacional de bonos de carbono, el proyecto instalado percibe ingresos por éste concepto que dependen de su cotización en el mercado.

2.3.5 Etapas del proyecto

Comienza con el diseño del proyecto por los PP, desarrollado en el documento de proyecto DDP, que incluye los cálculos de reducción de emisiones, la metodología, base de referencia, la forma cómo se vigilará el proyecto y las repercusiones ambientales. Finaliza con la expedición de RCE por la JE del proyecto. En todas las etapas aparecen los miembros integrantes del desarrollo de proyectos MDL descritos anteriormente.

Otros aspectos a tomar en cuenta dentro del diseño, debe desarrollarse con atención el escenario generado con la Base de referencia o línea base, que representa la situación de emisión de GEI que se tendría de no realizarse el proyecto MDL, con la metodología aplicada se podrá comparar la línea base con la ocurrida con la implementación del proyecto. Verificar adicionalidad. El DDP debe tener el formato de *Project Design Document Form* y estar escrito en inglés. La Figura II.4 muestra las etapas del proyecto MDL.



Fuente: Quadri, G., 2008.

Figura II.4 Ciclo del proyecto MDL

2.3.6 Beneficios con los bonos de carbono

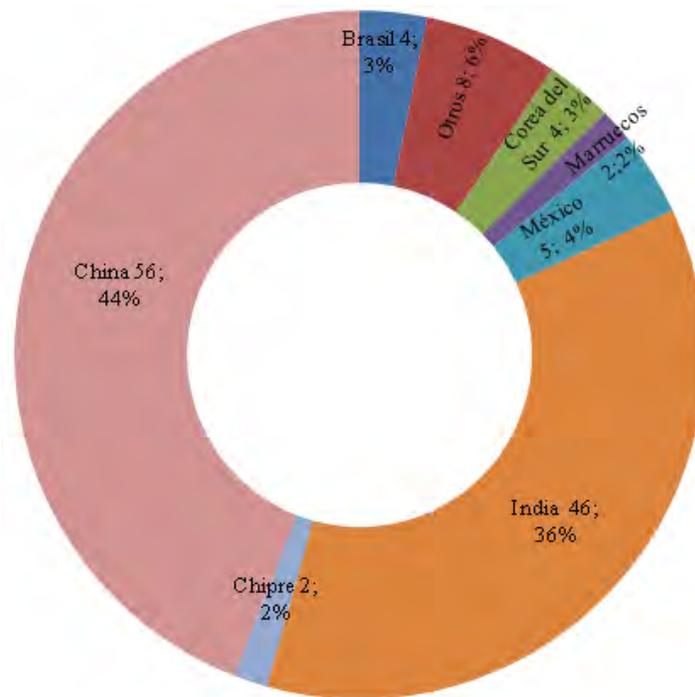
Los Mecanismos de Desarrollo Limpio han permitido, desde su registro, la implementación de centrales de generación de electricidad con tecnologías limpias: proyectos hidroeléctricos, eólicos, biodigestores, etc. Dichos proyectos, además de tener un beneficio global por evitar o reducir emisiones GEI, también tienen virtudes locales observables en el país sede del proyecto.

Algunas ventajas que presentan los proyectos bajo estos mecanismos al generar los bonos de carbono son:

- Financiar proyectos completos con beneficios medioambientales y económicos.
- Pueden solventar costos asociados al proyecto como la infraestructura de conexión.
- Proveen de ingresos adicionales al proyecto y mejoran su rentabilidad.

2.3.7 Ejemplos de proyectos MDL a base de energía eólica en el mundo

Los proyectos registrados para generación eólica bajo el MDL a nivel mundial se ilustran en la Figura II.5. Los proyectos MDL correspondientes a las energías renovables representan el 39% del total de los mecanismos de desarrollo limpio a nivel mundial¹⁵.



Fuente: Quadri, G., 2008.

Figura II.5 Proyectos MDL con energía eólica en el mundo

¹⁵ 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 Ecoseguridades México. México, 2008.

Conclusiones

El rápido desarrollo de la industria del viento se explica por la reducción en los costos de generación, de donde la mayor partida viene de los costos de inversión. Este continuo crecimiento también se justifica por su cuidado al ambiente, como se vio en el capítulo anterior en las características ambientales de esta tecnología, debido a esta cualidad sus costos de MW-h generado se beneficia en comparación con otras centrales eléctricas.

En la primera parte de este capítulo se estudiaron las variables que afectan el costo de generación eoloelectrónico, de donde destaca el costo de los aerogeneradores como el concepto que más contribuye en la inversión, siendo del 60 al 70% del total, seguido de otros conceptos con contribuciones mucho menores.

La forma como el costo de las máquinas de viento se ha reducido se debe principalmente, a su producción en serie que originó a su vez la creación de un mercado competente de fabricantes de aerogeneradores. La siguiente medida fue mejorar la captación y producción de energía con las aeroturbinas lo cual, entre otros detalles, se puede apreciar con el aumento en el tamaño de las mismas; como se vio desde el aspecto técnico en el Capítulo 1 de esta tesis.

En años recientes la apuesta se dirige a abaratar los costos de la modalidad fuera de costa de la misma forma como se hizo en los parques eólicos en tierra, además del constante desarrollo tecnológico de todos los componentes de los aerogeneradores.

Los costos debidos a los efectos ambientales que produce generar con viento, reducen el costo de generación eoloelectrónico y cuando se compara con los costos ocasionados por centrales de Ciclo Combinado (CC) y carboeléctricas, se puede decir que un parque eólico tiene un costo de generación competitivo que alcanza costos de entre 0.79 a 2.37 dólares/MW-h, en comparación con los 3.96 a 27.74 dólares/MW-h de una planta de CC. Por esta razón, deben tomarse en cuenta las externalidades en el costo de generación, para evaluar de manera equitativa a cada una de las tecnologías y ver el precio real que implica utilizarlas.

El costo de externalidades aunado al costo de generación le da a la generación eoloelectrónica una posición competitiva respecto a otras tecnologías, siendo el costo para las centrales eólicas y de CC del orden de los 60 [dólares/MW-h], sin considerar las externalidades.

Hasta el momento, podemos atribuirle a la generación eólica que se puede abastecer la carga pico, se permite una mayor diversificación del sistema de generación, evita la emisión de GEI y representa una verdadera opción rentable en el uso de las fuentes renovables.

Finalmente, se explicó el funcionamiento de los proyectos de MDL ya que estos también son un esquema bajo el que se puede justificar y financiar la construcción de parques eólicos a nivel mundial, de manera que los países Anexo 1 cumplan sus obligaciones de reducir emisiones de GEI a la vez que se transfiere tecnología a países menos desarrollados respetando el criterio de desarrollo sustentable.

Si le sumamos a los esfuerzos de ingeniería de diseño de las máquinas, la producción seriada y los beneficios ambientales: los programas de fomento de estas centrales por medio de metas de generación de electricidad, como se maneja en la Unión Europea, entre muchos otros incentivos puede tenerse una idea más completa de los factores que han permitido el auge de esta forma de generar electricidad.

En el siguiente capítulo podrán revisarse las experiencias eólicas de otros países líderes en capacidad instalada eoloelectrónica a nivel mundial, mismas que pueden servir como referencia para el futuro del uso de la energía eólica en la generación eléctrica en México.

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

Capítulo 3

Experiencias internacionales en proyectos
eoloeléctricos

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

3. Experiencias internacionales en proyectos eoloeléctricos

Introducción

Durante los últimos veinte años la generación de electricidad con viento ha aumentado considerablemente a comparación de otras tecnologías debido a factores ambientales, económicos, tecnológicos y políticos. Los altos precios del petróleo fue una de las determinantes para que se dispararan las medidas de promoción de esta tecnología y de las fuentes renovables, pues se trataba de resolver el problema de abasto de electricidad futura dependiente de los combustibles fósiles en la mayoría de los países. Si bien la crisis del petróleo fue un detonante para promover el uso de la energía eólica, es indispensable conocer las acciones específicas para promover este uso.

Es por eso que en este capítulo se pretende dar respuesta a las siguientes preguntas: ¿qué han hecho otros países para conseguir una situación favorable en la que se pueda desarrollar la tecnología eólica? ¿Cuáles son las medidas de promoción que han adoptado y pueden servirle de aprendizaje a México?

Alemania, España, Estados Unidos e India son estudiados con el fin de conocer las medidas, los procedimientos y resultados, las modificaciones a sus leyes y diversas acciones que han ejecutado para desarrollar la tecnología eólica en la generación de electricidad. Estos países fueron seleccionados porque poseen la mayor capacidad eoloeléctrica instalada, lo que los convierte en líderes en el uso y promoción de esta tecnología.

Una vez analizado cada panorama internacional se puede realizar la comparación de cada país, para encontrar los puntos en común y las maneras específicas que cada uno de ellos ha seguido y, finalmente, tener un panorama general de las condiciones que favorecieron su desarrollo de la generación eoloeléctrica. De este análisis pueden obtenerse las lecciones para México de las experiencias internacionales en el aprovechamiento del viento.

3.1 Alemania

Es uno de los cinco mayores consumidores de energía primaria y de electricidad en el mundo. Para poder abastecer su demanda y debido a que cuenta con muy pocos recursos energéticos, ha recurrido a las importaciones de electricidad y de materias primas para generarla; como el petróleo, gas natural, lignito, uranio y carbón. Esta situación y la crisis del petróleo de los años 70's lo llevaron a diversificar su parque de generación e incluir a las energías renovables y así evitar la dependencia de los combustibles fósiles.

El crecimiento de la energía eólica en Alemania inició con el fuerte rechazo de la energía nuclear por la mayoría de la población, así como una fuerte difusión de apoyo a las energías renovables. Desde la entrada al Gobierno Federal de *Die Grünen* (Los verdes) junto con los socialdemócratas, a finales de 1998, se han propuesto terminar gradualmente con la participación de la energía nuclear en la generación de electricidad y aumentar la contribución de las fuentes renovables. Los beneficios medioambientales se consideraron después de querer resolver la falta de combustibles agotables en el futuro y es ahora, una de las principales justificaciones para difundir su uso.

Alemania es el país líder histórico a nivel mundial en la generación de electricidad con viento, debido a que ostenta la mayor capacidad eoloelectrica instalada. Sin embargo, debe destacarse que fue hasta la segunda mitad de 2008¹ que ocupó el segundo lugar en capacidad instalada para energía eólica. Las acciones políticas, económicas, tecnológicas y de protección al medio ambiente que lo han llevado a su estado actual de primacía se estudian a continuación.

3.1.1 Marco Legal y Regulatorio

Las medidas políticas en Alemania se rigen dentro de dos marcos: el marco comunitario, que incluye los compromisos que asumen los países miembros de la Unión Europea, de la cual Alemania forma parte, y el marco nacional, que integra las políticas germanas para promover las fuentes renovables.

¹ www.eia.doe.gov y <http://home.wxs.nl/~windsh/stats.html>

3.1.1.1 Marco comunitario

a) Libro Blanco de la Unión Europea

Los países miembros de la Unión Europea utilizan este libro como referencia para elaborar sus políticas internas que promueven la producción de electricidad con fuentes renovables. Fue publicado en 1997 y establece objetivos conjuntos a alcanzar por los países miembros.

En 2001, se declaró una Directiva, en la que se establece que cada país miembro deberá fijarse objetivos de consumo de electricidad proveniente de fuentes renovables así como las medidas para conseguirlos, con el fin de tener un 12% de la energía primaria proveniente de fuentes renovables para el año 2010. Fue aprobada 4 años después. También se propuso la creación de un sistema armonizado para incentivarlas, con certificados verdes, ayudas a la inversión, exenciones fiscales, etc. Sin embargo, se desertó de seguir con el sistema armonizado y se permitió a los países continuar con sus modelos de promoción a fin de no interrumpir el crecimiento de las energías limpias en el mercado eléctrico con las medidas adoptadas por cada nación.

En 2005, se presenta un informe sobre la eficacia de los modelos de promoción de energías renovables adoptados por los países miembros, del que surgirá un marco comunitario armonizado que de ser aprobado otorgará un plazo de al menos siete años a los sistemas vigentes para mantener la confianza de los inversores.

El Libro Blanco también propone una revisión del proceso administrativo para agilizar los trámites que se requieren para la creación de plantas de generación eléctrica con fuentes inagotables, así como las facilidades en la transmisión y distribución de la electricidad generada.

3.1.1.2 Marco nacional

El marco legal para el sector energético, las normas de protección al ambiente, las acciones a realizar en casos de crisis y la disposición sobre las reservas le corresponden al Estado Alemán. La política energética alemana se basa en el ahorro de energía, la eficiencia energética y el aprovechamiento de las energías renovables. La normativa sobre el uso de las fuentes inagotables descansa en la Ley de promoción de Energías Renovables y sus deferentes modificaciones.

b) *Ley de Energías Renovables EEG*²

La también llamada Ley de primacía de las Energías Renovables, fue promulgada por el Parlamento Federal Alemán (Bundestag) el 25 de febrero de 2000 y fue aceptada el 17 de marzo del mismo año por el Consejo Federal, con ella se liberó el mercado de la electricidad y se promovió la prioridad de acceso de las fuentes renovables en el suministro de energía eléctrica. Su antecedente fue la Ley de Alimentación de Electricidad (StrEG) la cual limitaba en un 5% la alimentación y remuneración de la electricidad proveniente de estas fuentes, era el porcentaje al cual estaban obligados a comprar los distribuidores de energía, también afectaba la rentabilidad de las empresas pues no promovía nuevas inversiones al tratarse de un mercado inseguro.

Sus objetivos son: 1) Darle prioridad de acceso a la red de suministro eléctrico a la electricidad producida con fuentes inagotables, 2) Proteger el medio ambiente y promover un desarrollo sustentable en el abastecimiento de electricidad y 3) Aumentar la participación de las fuentes renovables, al doble del porcentaje actual, en el consumo total de energía para el año 2010.³

Establece un precio obligatorio o tarifa fija o *feed-in* que deben pagar los operadores del suministro de energía a los productores de electricidad con energías renovables, así como un porcentaje obligatorio de compra. De esta forma se asegura una distribución nacional de las cargas regionales, sin embargo, implica un aumento medio en los costos de compra de electricidad por los consumidores finales de 0.1 centavos de € por kWh y de hasta 0.2 cent de € por kWh.

El período de vigencia de las remuneraciones o tarifas fijas es de 20 años como máximo, excepto para la energía hidráulica, con el fin de garantizar la planeación e inversiones de nuevas instalaciones. Se realizarán exámenes regulares de las tasas de remuneraciones cada dos años.

La remuneración eólica depende del tamaño, tipo y ubicación del parque, será de 17.8 centavos de € por kW-h para, al menos, los primeros cinco años a partir de la puesta en funcionamiento y de 12.1 centavos de € por kWh después de alcanzar el rendimiento referencial.⁴

²Basado en <http://www.bmu.de>

³ En 2007, la contribución de la energía eólica en el consumo total de la demanda de electricidad en Alemania fue del 7 % (EWEA, 2007 (b).)

⁴ Es la cantidad de electricidad calculada para cada tipo de instalación eólica en un período de producción de cinco años y suponiendo que se localiza en una ubicación referencial (sitio con velocidad de viento de 5.5 m/s a una altura de 30m, perfil de altura logarítmico y aspereza de 0.1m).

Según el modelo referencial de rendimiento⁵ se establecen tarifas medias para ubicaciones típicas:

- 16.5 centavos de € por kWh para emplazamientos con vientos medianos.
- 14 centavos de € por kWh para emplazamientos muy buenos en la costa.
- 17 y hasta 17.8 centavos de € por kWh para emplazamientos buenos y no tan buenos.

Para parques eólicos antiguos, la alta fase inicial de la remuneración se calculará considerando la mitad de su tiempo total de funcionamiento hasta la fecha. La remuneración estará vigente mínimo cuatro años a partir de que entré en vigor la EEG.

Para parques *offshore* localizados a 3 millas de la línea de costa, la remuneración será de 17.8 €cent los primeros 9 años para asegurar su rentabilidad. La norma aplica para instalaciones puestas en funcionamiento de aquí hasta el 31 de diciembre de 2006.

Para la prioridad de acceso a la red, si el operador más cercano no puede aceptar la electricidad, únicamente por sus dimensiones y nivel de tensión, esta será recibida por el operador más cercano que si cuente con el nivel de tensión adecuado. O bien, el operador deberá ampliar la capacidad de sus líneas de transmisión, siempre y cuando los costos sean admisibles.

Los operadores están obligados a registrar la cantidad de energía aceptada y remunerada para que al final se pueda obtener el porcentaje de esta. Si un operador supera la media de electricidad remunerada los demás operadores tendrán que compensar sus remuneraciones a dicho operador con el fin de igualar los costos a nivel nacional.

El Artículo 12 indica que se deberá presentar cada dos años, al Parlamento Federal Alemán, un informe sobre las experiencias en tecnología y costos y de ser necesario modificar las remuneraciones para nuevos emplazamientos.

c) La nueva Ley de las Energías Renovables⁶

La Ley de las Energías Renovables fue renovada en 2004, sus objetivos son promover un desarrollo sostenible en el suministro de electricidad y proteger el medio ambiente, evitar conflictos debidos a

⁵ El procedimiento para el cálculo del rendimiento referencial está disponible en www.dewi.de y las disposiciones para modificarlo le corresponden al Ministerio Federal de Economía y Tecnología (BMW).

⁶ Basado en La Ley de las Energías Renovables en www.bee-ev.de/index.php?a=17

la escasez de combustibles fósiles, promover las tecnologías basadas en el uso de energías renovables y el desarrollo tecnológico. Sus metas son incrementar la participación de los recursos inagotables o fuentes renovables en el suministro eléctrico para conseguir al menos un 12.5 % de participación en 2010 y del 20% para 2020.

Se modifican las tarifas *feed-in* para diferentes parques eólicos:

- *Onshore*: Remuneración básica de 5.5 centavos de € por kW-h, abonada durante 5 años como mínimo, después de este período la retribución se incrementa hasta antes de alcanzar el 150% de rendimiento referencial⁷. La retribución incrementada es de 8.9 centavos de € por kW-h. Después de julio de 2005, los plazos para la retribución son de dos meses por cada 0.75% del rendimiento referencial, teniendo un rendimiento menor al 150% de rendimiento referencial.
- *Repowering*: para parques eólicos con sustitución de mínimo el triple de potencia, la prórroga será de dos meses por el 0.6% del rendimiento referencial.
- *Offshore*; remuneración básica de 6.19 centavos de € por kW-h y de 9.1 centavos de € por kW-h de retribución incrementada, se abona los primeros doce años y rige hasta 2010.

Obliga a publicar la información sobre electricidad adquirida por los operadores y facilitar, así, la compensación nacional. Las empresas con elevados costos de electricidad pueden adquirir un límite no mayor al 10% del total de la energía registrada, si prueban un consumo eléctrico mayor a 10 GW-h en un punto de conexión o bien un costo de electricidad superior al 15 % del valor bruto agregado de la empresa.

Las plantas de generación con renovables podrán expedir garantías de origen por medio de auditores ambientales. Las remuneraciones establecidas en la EEG son las únicas retribuciones de las que se pueden beneficiar. El 31 de diciembre de 2007 el Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección a la Naturaleza y Seguridad Nuclear (BMU) presentó un informe sobre las medidas de la nueva ley, en adelante, dicho informe tendrá una periodicidad de 4 años.

⁷ Véase cita 3.

d) Nueva normativa a la Ley de Energías Renovables (EEG)

En junio de 2008 el Parlamento Alemán acordó la creación de una nueva normativa en la Ley de Energías Renovables (EEG) para fortalecer las inversiones en el sector de las energías renovables y renovar las inversiones en el sector eólico. Esta normativa tiene como fin evitar 250 millones de toneladas métricas de CO₂ para el año 2020 y aumentar la participación de las energías renovables en la generación de electricidad del 13% actual a un 30% de contribución para 2020.⁸ Integra a los anteriores objetivos: reducir los costos externos del suministro de energía y proveerle confiabilidad al disminuir la dependencia de las importaciones. (BMU, 2008.)

Las nuevas tarifas fijas son:

- Parques eólicos en tierra: Remuneración inicial de 9.2 centavos de € por kWh y depreciación anual del 1%.
- Repotenciación: 0.5 centavos de € por kWh para aerogeneradores de 10 años de vida útil que sean reemplazados por turbinas del doble de su capacidad original.
- *Offshore*: remuneración de 15 centavos de € por kWh hasta 2015, después de este año será de 13 centavos de € por kWh y depreciación anual del 5 %.

La nueva normativa será aplicada a partir del 1 de enero de 2009. Es crucial destacar que la Ley de Energías Renovables (EEG) alemana es el principal motor del aprovechamiento de las fuentes renovables y el principal elemento de exportación que han adoptado otros países para fomentar a las energías renovables. La tarifas fijas o *feed-in* incluidas en la EEG, también representan un elemento de exportación que han adoptado 13 países miembros de la Unión Europea y de 32 países en todo el mundo.⁹

3.1.2 Incentivos para desarrollar la Industria Eólica

1) Metas nacionales

Los objetivos de participación en la generación de electricidad y en el consumo de energía primaria de las fuentes inagotables, son uno de los principales incentivos de la industria eólica en Alemania. En la primera revisión de la EEG (2004) las metas propuestas para la energía primaria son del 4.2%

⁸ Basado en www.energyportal.eu

⁹ BMU, 2007.

para 2010, 10% para 2020 y del 50% para el 2050, mientras que para la generación de electricidad son de 12.5% al 2010 y del 20% al 2020.¹⁰

Debido a la fuerte promoción de las fuentes renovables, los objetivos para 2010 han sido superados y la nueva normativa de la EEG estipula conseguir una participación del 30% para 2020. La siguiente Tabla III.1 resume el alcance de las metas en energía primaria y electricidad de las energías renovables. Para la energía primaria el objetivo de 2010 se superó desde 2006 por lo que se requiere hacer un reajuste de objetivos.

Tabla III.1 Estado actual de las metas alemanas sobre contribución de energía por fuentes renovables

Tipo	2007	Metas		
		2010	2020	2050
Energía Primaria [%]	6.6 ¹¹	4.2	10	50
Electricidad [%]	13	12.5	30	

Fuente: Modificado por la Autora de Christmann, R., 2007.

Como puede observarse en la tabla, Alemania ha sobrepasado sus metas a alcanzar, para el año 2010, tanto en energía primaria como en electricidad, lo que la ha llevado a plantearse nuevos objetivos a conseguir. Este es por eso uno de los principales incentivos para promoción de las energías renovables, pues plantea hasta donde se pretende llegar. El establecimiento de metas ha sido adoptado por 49 países alrededor del mundo, debido al ejemplo que Alemania y otros países pioneros en el uso de las energías renovables han dado.¹²

2. Establecimiento de un mercado para la industria eólica

Las tarifas fijas, las remuneraciones y los incentivos fiscales para la electricidad generada con energía eólica han creado un mercado de energía confiable en el que se promueve la inversión y competencia entre las empresas, la fabricación en serie, mejora tecnológica y la consecuente reducción de costos. Los problemas que han resuelto al mejorar el funcionamiento y tamaño de sus aerogeneradores, como los actuales aerogeneradores multi-MW, les permiten abastecer su creciente demanda de energía a la par que ofrecen un mercado de la industria eoloelectrica a nivel mundial.

¹⁰ Wagner, R., 2008.

¹¹ Porcentaje correspondiente al año 2006

¹² BMU, 2007. Pag. 22

Además de incentivar a las propias empresas manufactureras, Alemania promueve la investigación y el desarrollo tecnológico a través de sus institutos, como el Instituto Alemán de Energía Eólica (*Deutsche Energie Wind Institut, DEWI*), al proporcionarle fuertes apoyos económicos para que realice sus funciones. Para finales de 2007 se reportó una aportación del 32% a investigación y desarrollo tecnológico del total del total de inversiones, valuadas en 9,200 billones de €.

3. Repotenciación (*Repowering*)

Se ha programado y realizado en algunos parques, la sustitución aerogeneradores de poca potencia con unas cuantas aeroturbinas de mayor escala, con el fin de duplicar la potencia instalada (actualmente de 20,000 MW) en todos los emplazamientos en tierra. Con esta medida triplicarán la producción de energía a 90 billones de kW-h. La inversión realizada será de 45 billones de € hasta 2020. Al sustituir las turbinas actuales por otras con mayor potencia se disminuye la densidad de las máquinas y se afecta menos el paisaje.

Las máquinas sustituidas que aún no tienen ni la mitad de su tiempo de vida útil son trasladadas a países con menor potencia instalada, para promover la tecnología eólica a un menor costo. La Figura III.1 muestra la situación del paisaje después de la repotenciación de aeroturbinas.



Fuente: Steffen, E., 2008.

Figura III.1 Repotenciación de parques eólicos

4. Parques eólicos offshore

La construcción de parques *offshore* en el Mar del Norte es parte del trabajo conjunto y de las políticas recomendadas por la Unión Europea en su *Delivering Offshore Wind Power in Europe*, realizado por la *European Wind Energy Association (EWEA)* para resolver los problemas de demanda de electricidad futura. Dicho trabajo estudia el mercado eólico en la Unión Europea de 2007 a 2020 y establece dos escenarios denominados de “mínimo esfuerzo” que considera una capacidad adicional de 20GW de parques *offshore* para 2020 y el de “impetu político” que maneja un alcance adicional de 40GW de capacidad eoloeléctrica instalada fuera de costa.

El estudio indica que para el período de 2008 a 2009 se espera que Alemania esté operando el parque *offshore* de 60MW, con 12 aerogeneradores de 5MW cada uno. Mientras que la perspectiva a 2015 estima que se estarán desarrollando proyectos de 10 a 15GW de capacidad, según los proyectos en planeación actual. Las principales aportaciones provienen de Inglaterra y Alemania.

Para poder alcanzar el mejor escenario debe existir un trabajo conjunto de todos los países miembros y una serie de políticas que cada uno debe integrar a su marco regulatorio, para conseguir dicho objetivo de 40GW, adicionales, a 2020, así como medidas de mercado, de integración a la red, de planeación y requerimientos ambientales. Y sobre todo, debe tenerse en cuenta el ejemplo del desarrollo de la industria eólica en tierra (*onshore*) durante los últimos 14 años.

Con las medidas anteriores, Alemania, a través de la Asociación Alemana de la Energía Eólica (BWE) pronostica una meta al 2020 de 45,000MW de capacidad acumulada con nuevos emplazamientos en tierra más las repotenciaciones, además de 10,000MW de emplazamientos *offshore*, con lo que generará 110 billones de kW-h/año¹³.

El crecimiento de la industria eólica ha permitido la creación de 82,100¹⁴ empleos reportados a finales de 2006, 84,300¹⁵ para 2007 y se pronostica una totalidad de 112,000 empleos para 2020 en el sector eólico, tan solo en Alemania¹⁶. También debe destacarse que Alemania se ha convertido en un mercado de industria eólica para la UE y para el mundo.

¹³ EWEA, 2007 (a).

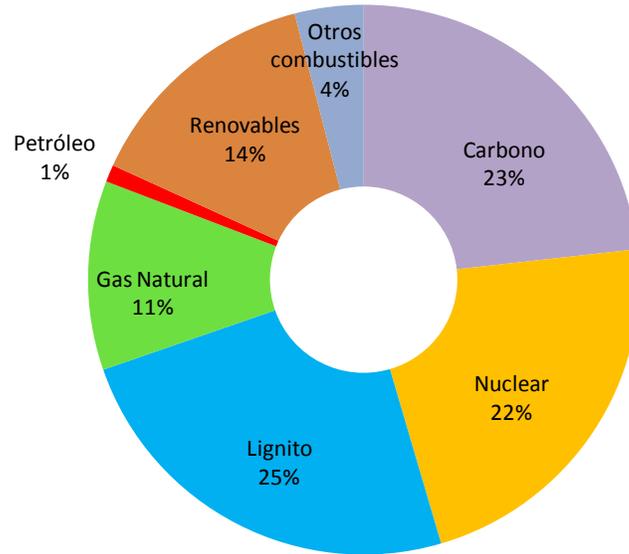
¹⁴ Steffen, E., 2008

¹⁵ Wagner, R., 2008.

¹⁶ Steffen, E., 2008

3.1.3 Capacidad Instalada

El suministro de electricidad le corresponde a las empresas privadas. En 2007, Alemania tenía una capacidad instalada de 126,729MW¹⁷ y produjo 594.66¹⁸ billones de kW-h con una fuerte dependencia de las importaciones de gas natural, petróleo y carbón. La distribución por tecnologías de la generación eléctrica reportada a finales de 2008 se muestra en la Figura III.2.



Fuente: [BMU, 2008\(a\)](#).

Figura III.2 Producción de electricidad por fuentes de energía en Alemania 2007

La capacidad eolieléctrica acumulada en Alemania desde 1991 a diciembre de 2007 es de 22, 247 MW¹⁹, la cual representa la mayor capacidad eolieléctrica instalada en el mundo. La capacidad eolieléctrica total instalada a nivel mundial es de 93,453 MW²⁰. La Unión Europea suma 56,535 MW²¹ de capacidad eólica instalada, de los cuales Alemania participa con un 40%.

En cuanto a la generación de electricidad con energía eólica, se produjeron 39.5 TW-h de un total de 594.66 TW-h reportadas en 2008, lo cual corresponde al 7% de contribución en la generación nada despreciable. (BMU, 2008(b).) La Figura III.3 muestra la evolución de la capacidad instalada en Alemania desde 1991 hasta finales de 2008.

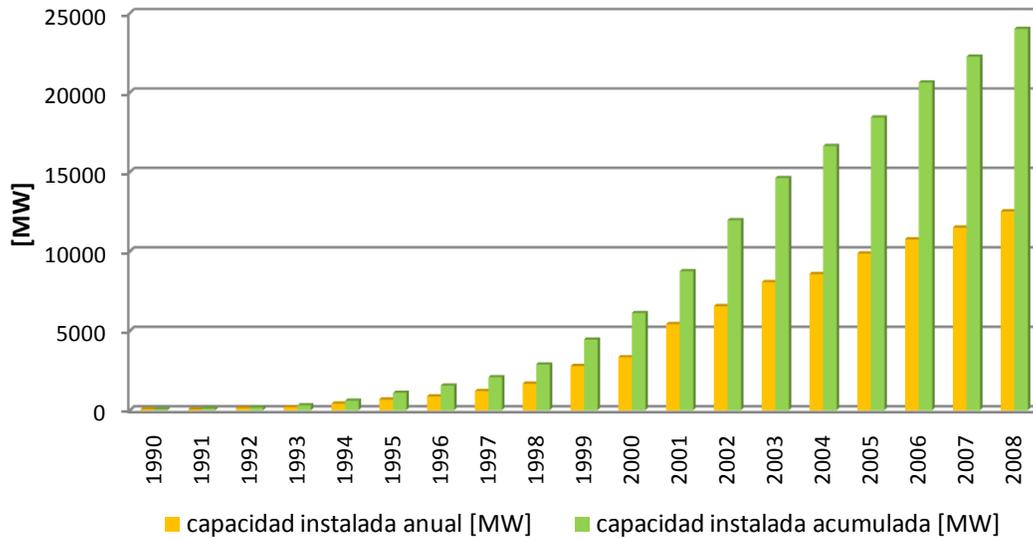
¹⁷IEA, 2008(a).

¹⁸IEA, 2008 (c).

¹⁹<http://home.wxs.nl/~windsh/stats.html>

²⁰Ídem.

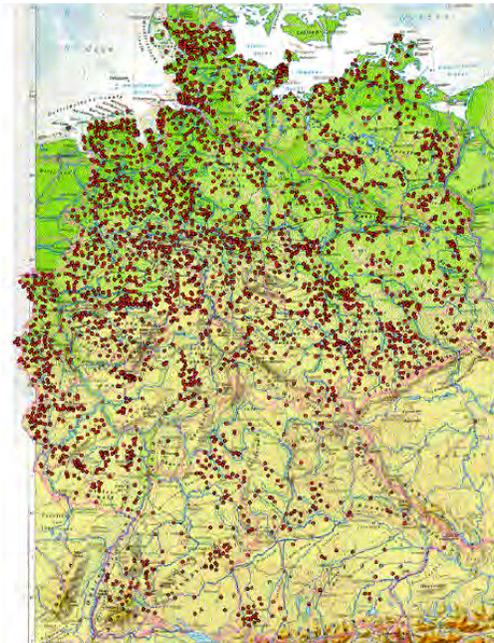
²¹EWEA, 2007 (b).



Fuente: BMU, 2008(b).

Figura III.3 Evolución de la Capacidad Instalada

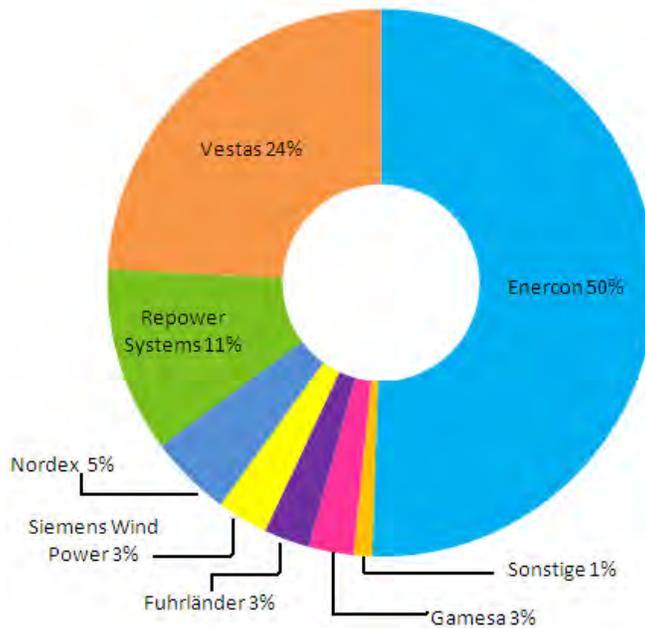
Existen en Alemania 19,460 turbinas instaladas en tierra. Para tener una idea de la magnitud de la expansión de los parques eólicos en este país, la Figura III.4 muestra el mapa de todos los sitios *onshore* con un punto rojo. La falta de espacios en tierra para poder construir nuevos emplazamientos y alcanzar los objetivos propuestos para 2020, es una barrera que está siendo enfrentada con los programas de repotenciación y los parques eólicos *offshore*.



Fuente: Steffen, E., 2008.

Figura III.4 Mapa de parques eólicos *onshore* en Alemania

Los principales productores de tecnología eólica alemana con presencia a nivel mundial son Enercon, Vestas y Repower Systems. La Figura III.5 contiene la participación de cada fabricante en la construcción de parques eólicos en Alemania para el año 2007.



Fuente: Steffen, E., 2008.

Figura III.5 Participación de las empresas en parques eólicos

3.1.4 Instituciones participantes en la generación de energía eólica

Los institutos y asociaciones encargadas de promover el uso de la energía eólica son elementos claves para el desarrollo que ha tenido esta tecnología en Alemania. Los ejemplos más representativos son los siguientes.

- German Wind Energy Association (BWE)

La asociación de energías renovables más grande a nivel mundial y la representante del salto eólico en Alemania, cuenta con más de 19,000 miembros de estados federales y regionales. Los miembros fabricantes, operadores, científicos, ingenieros, administradores, abogados, ecologistas y estudiantes (miembros recientes), así como otras asociaciones y comités relacionados con energía eólica, le otorgan pluralidad y un vasto conocimiento para tomar decisiones en el sector eólico, además de ser un medio de contacto de negocio, político y científico.

A nivel internacional trabaja con otras asociaciones como la *European Wind Energy Association (EWEA)*, la *World Wind Energy Association (WWEA)* y la *Global Wind Energy Council (GWEC)*, con el fin de establecer las condiciones para desarrollar su mercado de exportación y uso de energía eólica.

- ***Deutsches Windenergie Institut (DEWI)***

Fue fundado en Wilhelmshaven, Bajo Sajonia en 1990 con el propósito de apoyar a la industria eólica. El instituto DEWI ha sido participe del crecimiento de la industria eólica desde su inicios. Sus actividades se basan en la investigación, desarrollo de métodos de medición, decisiones políticas y servicios relacionados con la ejecución de parques eólicos. Desde 1998 ha tenido un gran crecimiento debido a la expansión del mercado internacional, ofrece sus servicios para la industria eólica con desarrolladores de proyectos e instituciones financieras en más de cuarenta países en el mundo. En 2003 creó el DEWI-OCC (*Offshore and Certification Centre*) dirigido a la certificación de aeroturbinas y al futuro de la energía eólica *offshore*.

3.2 España

Es el segundo país con mayor capacidad eoloeléctrica instalada en la Unión Europea y el tercero a nivel mundial. El crecimiento de las energías renovables y principalmente de la energía eólica en España, se originó por las crisis del petróleo del 73. Este hecho lo obligó a replantearse el problema del suministro de energía eléctrica sin utilizar combustibles fósiles. Desde entonces ha diversificado su parque de generación eléctrica y ha incluido a las fuentes renovables. Otro motivo para fomentar el uso de las energías renovables es la carencia de materias primas nacionales que lo llevan a una dependencia de casi el 80% de la importación de electricidad.

3.2.1 Marco Legal y Regulatorio

Fue el primer país miembro de la Unión Europea que integró, en su marco regulatorio, la promoción de las energías renovables a través de porcentajes de participación en energía primaria y electricidad.

3.2.1.1 Marco comunitario

a) Libro Blanco de la Unión Europea

Los países miembros de la Unión Europea utilizan este libro como referencia para realizar sus políticas internas que fomenten el uso de las energías renovables. Publicado en 1997 y establece un objetivo conjunto de alcanzar una participación de las energías renovables en la demanda de energía primaria del 12% para el año 2010 y del 20% para el año 2020.

En 2001 aprueba una Directiva en la que establece que cada país miembro deberá fijarse objetivos de consumo de electricidad proveniente de fuentes renovables así como las medidas para conseguirlos. España asume un objetivo del 29.4% de participación en la producción de electricidad proveniente de las energías renovables²². La directiva también propone la creación de un marco comunitario para la promoción de las energías renovables, agilizar los trámites administrativos para el desarrollo de este tipo de proyectos, así como las medidas necesarias para garantizar el transporte y distribución de la energía eléctrica obtenida de estas fuentes. Debe destacarse que el fomento de las energías renovables obedece a los esfuerzos conjuntos de la Comunidad Europea de contrarrestar el cambio climático.

En el Libro Blanco se sugiere que una vez experimentadas las políticas nacionales de fomento de las energías renovables, se estudiará cada sistema a fin de proponer un marco armonizado que rija a todos los países miembros. Se dará un plazo de 7 años después de aprobar el marco armonizado.

3.2.1.2 Marco Nacional

b) Ley de conservación de la energía (1980)

Desarrollada en el Real Decreto 1217/81, con esta ley se abre el sector eléctrico a la industria privada como respuesta a la crisis del petróleo de 73 y 79 y no por protección al medioambiente, en primera instancia, sino para diversificar su sistema de generación. En ella se establece: 1) La obligación de comprar la electricidad producida por fuentes renovables, 2) Precios fijos, establecidos por orden ministerial y 3) La conexión a red en condiciones favorables.

²² Granados, R., 2005.

c) Ley de ordenación del Sector Eléctrico

Desarrollada en el Real Decreto 2366/94, su contribución al marco regulatorio es la creación del Régimen Especial. Las tarifas fijas de retribución al kW-h proveniente de energías renovables se fija por decreto.

d) Ley del Sector Eléctrico 54/1997

Desarrollada con el Real Decreto 2818/98. Adopta en su disposición transitoria decimosexta el objetivo de conseguir el 12% de la energía primaria para el año 2010 de origen renovable. Para alcanzarlo crea un Plan de Fomento de las Energías Renovables. Establece un Régimen Especial para instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable con capacidad menor a 50 MW, le da garantía de acceso a la red al evitar que se oferte al sistema y reconoce sus beneficios medioambientales a través de una prima. Fija el precio entre el 80 y 90% del precio medio de la electricidad, además de que la remuneración no tiene límite de tiempo. Esta ley es compatible a una liberalización del mercado eléctrico.

e) Real Decreto 436/2004

Este decreto busca una operación del régimen especial lo más similar posible al régimen ordinario. Establece dos alternativas de pago para la electricidad generada por fuentes renovables:

- Tarifa regulada a la compañía distribuidora, la cual depende de la potencia y los años de operación de la planta.
- Venta al mercado libre, el precio lo fija el operador de mercado dentro del sistema de ofertas o bien, se realiza un contrato bilateral o a plazo con una comercializadora. Como ya se dijo, a este precio se le agrega una prima.

f) Resolución del 11 de febrero de 2005

Regula el acceso y conexión a la red de transmisión de los nuevos productores de energía para régimen especial y ordinario. El acceso será restringido por falta de capacidad en las líneas de transmisión. Para los productores de energía dependerá de la reserva de capacidad eléctrica en la misma y del mercado de energía.

g) Resolución del 1 de abril de 2005

Propone medidas para las nuevas instalaciones de generación eléctrica con el fin de mejorar la productividad y reducir la incertidumbre en la creación de las mismas, a través de la regularización legal y económica de los productores en régimen especial.

h) Modificación de 2007

Los productores de energías limpias pueden elegir entre las tarifas fijas o acudir al mercado de venta de energía para obtener sus primas o subvenciones. Garantiza una rentabilidad del 7% si los productores eólicos e hidráulicos prefieren las tarifas fijas y del 5 al 9% para los que acuden al mercado de electricidad.

3.2.2 Incentivos para desarrollar industria eólica

1) Establecimiento de metas

Los objetivos de participación de las energías renovables planteados por España se han incluido en su normativa y en el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2005-2010 (PER). En este Plan se analizan las medidas a seguir para poder desarrollar la industria eólica así como las barreras a superar para favorecerla. España tiene previsto alcanzar un 29.5% de contribución de electricidad proveniente de fuentes renovables y un 12% para energía primaria de dichas fuentes. Para lograr las metas anteriores, la capacidad eolieléctrica instalada acumulada deberá ser de 20 000 MW para el año 2011²³. El Plan de Fomento de energías Renovables establece una adición a la capacidad de 12,000 MW en el período de 2005 a 2010.

Aún cuando, en años recientes, los objetivos se volvieron difíciles de alcanzar por el crecimiento en la demanda energética, España ha ido modificando sus metas cada vez que éstas son alcanzadas.

²³ IDAE, 2005.

2) *Desarrollo tecnológico*

Desde 1992, España ha tenido un fuerte crecimiento tecnológico y una producción casi seriada de aerogeneradores, lo que a su vez ha supuesto una disminución en los costos de generación de electricidad. Se ha convertido en uno de los mercados mundiales de tecnología eólica de punta. Sus planes de desarrollo tecnológico incluyen la creación de herramientas que puedan prever el potencial eólico y se puedan integrar los parques eólicos a la red con mayor confiabilidad, estas pruebas se deben al crecimiento de la energía eólica en la penetración del sistema eléctrico.

Como parte del programa de expansión eólica *offshore* en Europa, se pronostica que España cuente con uno o dos proyectos de parques eólicos fuera de costa bajo desarrollo en el período de 2012-2015. Por esta razón, España, debe fomentar la investigación en el desarrollo de tecnología *offshore* y en estudios para conocer su potencial.

3) *Tarifas*

Por decreto, cuenta con tarifas reguladas para los productores de electricidad con fuentes renovables del 40% del precio medio al consumidor, este mecanismo ha fomentado su crecimiento, sin embargo la actual normativa lo limita hasta los 13 000 MW (Real Decreto 436/2004) de capacidad acumulada, por lo que debe superarse esta barrera para que abarque los 20 000 MW esperados en 2010.

4) *Integración de políticas de las CCAA*

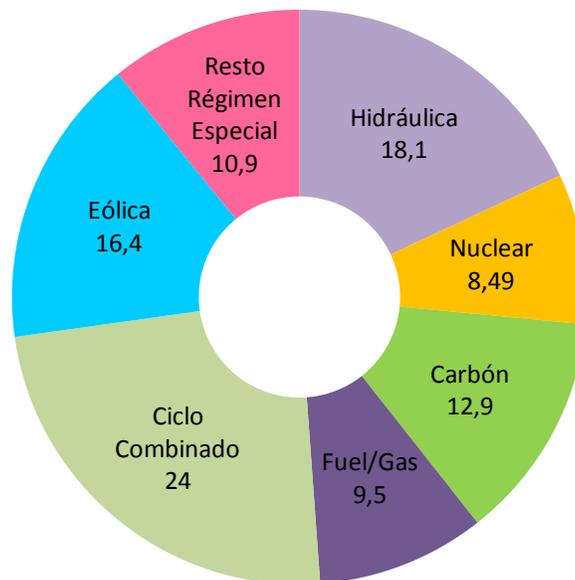
El papel administrativo, la existencia de políticas de fomento de las energías renovables, los estudios de potencial eólico y las metas de crecimiento que se imponen las comunidades autónomas, dan promoción a los proyectos eólicos. Una barrera a superar se conseguiría con la homogeneización de los procesos administrativos que aceleren la realización de los proyectos.

El auge de la energía eólica en la generación de electricidad se debe a las promociones e incentivos que se le han otorgado. Los resultados pueden verse en los beneficios económicos y ambientales, por ejemplo: para el año 2004 se reportaron 500 empresas, todas ellas de origen nacional, hasta la fecha se han registrado más de 96, 000 empleos durante la etapa de construcción y la de O&M. En el Programa de Fomento de Energías Renovables se prevé la creación de casi

38,000 empleos, en este período, y emisiones evitadas acumuladas de 16,930,092 tCO₂²⁴. (IDAE, 2005).

3.2.3 Capacidad Instalada

El total de capacidad eléctrica instalada en España para el año 2006, reportado por la Red Eléctrica Española (REE) fue de 82,336 MW. Para junio de 2008 cuenta con 15,145 MW²⁵ eoloelectricos que corresponden al 11.76% de su producción de electricidad total, la penetración a la REE es de más del 7%. En 2007 se reportó la mayor capacidad eoloelectrica instalada anual, con 3,522 MW. La distribución de la capacidad instalada por tecnologías se muestra en la Figura III.6



Fuente: AEE, 2008.

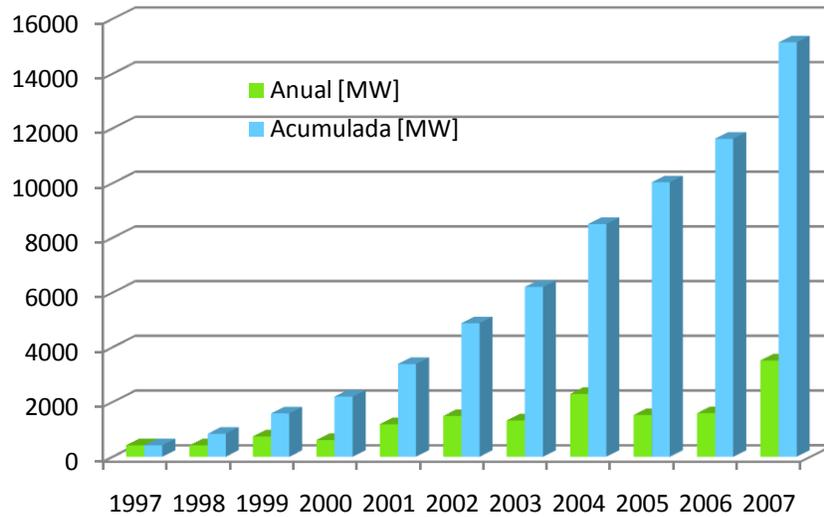
Figura III.6 Distribución de la capacidad instalada en España

La distribución de la electricidad la realizan compañías privadas y la gestión es a través de dos regímenes: Especial y Ordinario. El *Régimen Especial* fue creado por motivos medioambientales, sociales y de fomento a las energías inagotables. Se ofertan al mercado de manera abierta y reciben una retribución dependiendo de la tecnología. El *Régimen Ordinario* oferta su energía al mercado spot de electricidad. La Red Eléctrica Española es el operador del sistema eléctrico en España, gestiona en su totalidad sólo el régimen ordinario.

²⁴ Tomando como referencia Plantas de Ciclo Combinado con eficiencia del 54%.

²⁵ <http://home.wxs.nl/~windsh/stats.html>

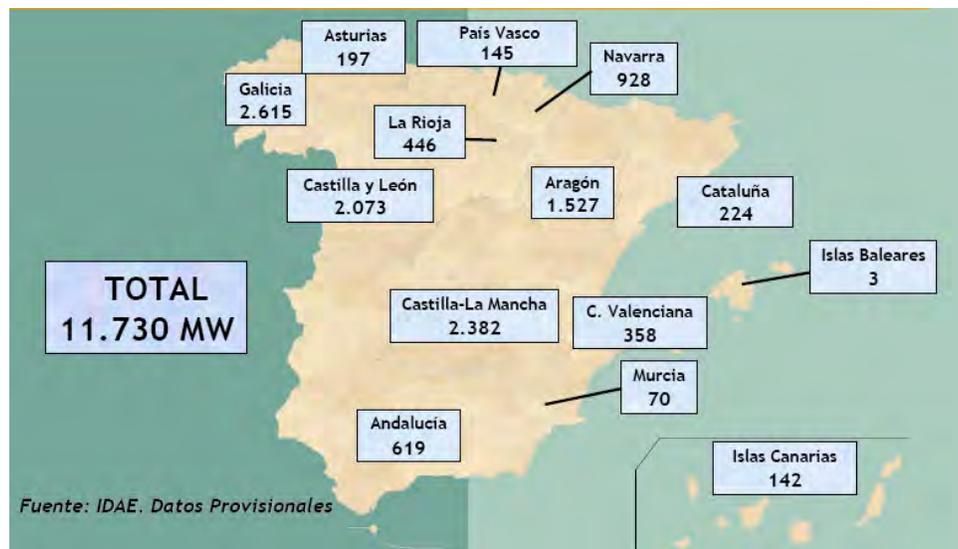
La Figura III.7 ilustra la evolución de la capacidad instalada de origen eólico en España.



Fuente: AEE, 2008.

Figura III.7 Evolución de la capacidad eléctrica instalada de 1997-2007

En cuanto a la generación de electricidad, la tecnología eólica contribuye con 36 TW-h de un total de generación eléctrica de 287.39 TW-h reportados en 2008. Cabe destacar la contribución mayoritaria de la tecnología térmica convencional quien produjo 176.6 TW-h de dicho total. (EIA, 2008(c).) Para tener una idea de la distribución de la capacidad eolieléctrica instalada en España se muestra el mapa de la Figura III.8 reportado a finales de 2006.

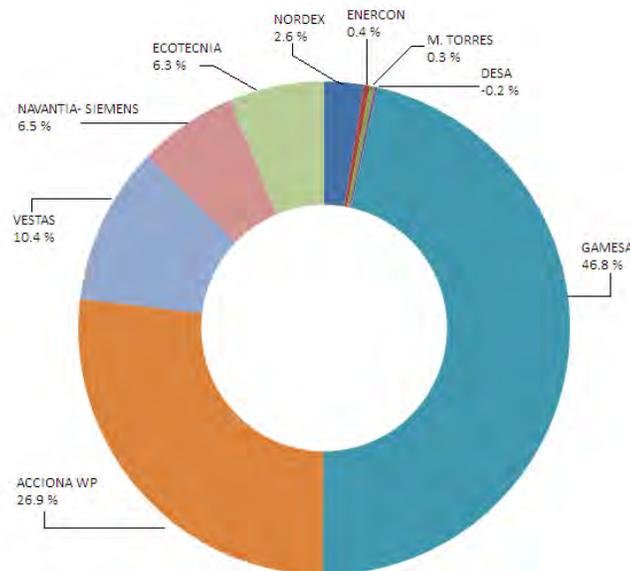


Fuente: IDAE, 2007.

Figura III.8 Capacidad eolieléctrica acumulada en España

En la industria eólica participan fabricantes con tecnología nacional, fabricantes nacionales con acuerdos con otros fabricantes europeos y fabricantes extranjeros con participación de tecnología nacional.

La Figura III.9 muestra la contribución de los fabricantes de tecnología eólica reportados en 2006, del 97% de la capacidad instalada en 2007: el 80% pertenece a fabricantes nacionales, el 7% a fabricantes nacionales con acuerdos con fabricantes europeos y el 13% a fabricantes extranjeros. Se instalaron 1,342 aeroturbinas con una capacidad media de 1,350 kW²⁶ y un promedio de 26 MW por parque. En general el 64% de sus parques eólicos son de fabricantes nacionales.



Fuente: IDAE, 2007.

Figura III.9 Participación de los fabricantes en la capacidad instalada en 2006

3.2.4 Instituciones participantes en la generación de energía eólica

- *Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético (IDAE)*

Es una empresa pública vinculada al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio a través de la Secretaría General de Energía, destinada a la difusión, asesoría técnica, desarrollo y financiación de nueva tecnología de viento.

²⁶ La actual capacidad unitaria promedio es de 2 MW.

Brinda apoyo internacional en programas relacionados con la energía eólica. En conjunto con las comunidades Autónomas CCAA, coordina los recursos y medidas para alcanzar los objetivos del Plan de Acción 2005-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética así como el Plan de Energías Renovables 2005-2010.

- *Asociación Empresarial Eólica (AEE)*

Incorpora a todos los actores involucrados en el sector eólico: fabricantes, promotores, suministradores, instituciones financieras, etc. Apoya a las asociaciones regionales, promueve la cooperación entre las administraciones y el intercambio de información y experiencias de los diferentes miembros involucrados. Sus principales objetivos son brindar un marco retributivo estable para la generación eólica, un marco administrativo y un foro para gestionar proyectos relacionados con la energía eólica.

- *Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA)*

Fue creada en 1987, representa a más de 450 empresas que trabajan con fuentes renovables, socios de todas las comunidades autónomas. Sus funciones son promover la aceptación de las energías renovables en la población, mantener un diálogo con organismos privados y públicos sobre los aspectos relacionados con estas fuentes y coordinar la investigación y divulgación con las instituciones educativas. Ofrece asesoría legal, brinda información sobre las actividades en el sector, y gestiona mejores condiciones para el desarrollo de sus asociados. Es miembro de varias asociaciones a nivel comunidad, como es la Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA).

3.3 Estados Unidos

El inicio del desarrollo eólico coincide con la crisis del petróleo de los setentas, años después se crea la *Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA)* y los incentivos fiscales para fomentar otro tipo de tecnología independiente de los combustibles fósiles. Se instalan parques eólicos en California y se crea un mercado potencial que fomenta mejoras tecnológicas e investigación. Sin embargo, con la entrada del partido republicano, la baja en el precio del petróleo y las fallas técnicas en los primeros aerogeneradores daneses instalados en aquellos desiertos de California, desaparecen los incentivos fiscales y el auge de la industria eólica se frena.

Es el segundo país a nivel mundial con la mayor capacidad eoloelectrica instalada y el mayor consumidor de energía eléctrica del mundo. La manera como ha desarrollado esta tecnología y su estado actual se estudia a continuación.

3.3.1 Marco Legal y Regulatorio

a) Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA)

Publicada en 1978 por el congreso, fomenta el uso de Fuentes Alternativas (renovables y cogeneración) y la mejora tecnológica para producir energía. Abre el mercado de la electricidad a los productores privados y obliga a los productores públicos a comprar dicha energía al precio evitado de generación, de esta manera evade los gastos de inversión para nuevas plantas eléctricas. (Castañeda, 2008.)

Con esta ley aparece el concepto de prioridad de acceso a la red eléctrica de las fuentes renovables, por la obligatoriedad de comprar la energía de los productores públicos a los privados, que sirvió de referencia al Régimen Especial en España y la EEG en Alemania. (AEE, 2008.)

Sus desventajas fueron la falta de regulación de las tarifas, justificada por el hecho de que los precios de generación habrían sido más altos de haber generado la energía los productores públicos.

b) Energy Policy Act²⁷

Creada en 1992, fomenta la competencia entre productores de energía, abre las líneas de transmisión a todas las compañías eléctricas a través de la *Federal Energy Regulatory Commission (FERC)*. Se reforma en 2005 para promover las fuentes renovables a través de un cambio en los incentivos fiscales, otorgándoles el 60% de los fondos para facilitar su uso. Se plantea mejorar la eficiencia tecnológica para reducir los costos de generación, aumentar la exportación de tecnología para energías renovables y minimizar el impacto ambiental que produce el uso de combustibles fósiles.

²⁷ Castañeda, 2008.

Para la energía eólica, promueve el desarrollo de aerogeneradores que funcionen con bajas velocidades de viento, facilitan el acceso a la red, promueven estudios de los recursos eólicos y mecanismos de desarrollo de fuentes renovables. La factibilidad económica y técnica será aprobada por la Secretaría de Energía y la Comisión Federal Reguladora de Energía.

3.3.2 Incentivos para desarrollar industria eólica

Estados Unidos ha vuelto a adoptar los incentivos fiscales, así como otras medidas de fomento para diversificar su parque de generación y evitar la dependencia de las importaciones de Gas Natural, como se describe a continuación:

1) *Renewable Portfolio Standard (RPS)*²⁸

Es una política de mercado que garantiza la inclusión y aumento de las fuentes renovables en la generación de electricidad, asegura un mercado estable en el que pueden competir los productores que utilizan fuentes renovables para generación eléctrica con precios más bajos.

Se requiere que el Renewable Portfolio Standard sea de alcance nacional para así asegurar que una cantidad fija de energía renovable sea incluida en el portafolio eléctrico. A la fecha (2008) los representantes del Senado han declarado que actuarán para la legislación del RPS.

La propuesta es fijar un mínimo del 15% de contribución por fuentes renovables al año 2020, con esto se asegura una disminución en los costos, se fomenta la inversión de capital, el desarrollo de manufactura a gran escala para incentivar el crecimiento económico, precios más bajos al consumidor, se refuerza la seguridad energética (al reducir el 15% estimado de importaciones de gas natural en 2020, además de diversificar y descentralizar el parque de generación eléctrico) y se beneficia al medio ambiente al evitar la emisión de 3 billones de tCO₂ en 2030²⁹.

La industria eólica contribuye directamente en la economía de 46 estados beneficiando a zonas rurales donde se localizan parques eólicos o sitios de manufactura, además de ser una de las tecnologías (a parte de la solar) con mayores probabilidades de crecimiento. Algunos estudios

²⁸ AWEA, 2008.

²⁹

indican que podría crear más de 350,000 empleos con un 20% en el RPS. Por pago de arrendamiento se otorgan \$5,000 por año para los 20 años de vida útil del parque, se estima que con un 20% en el RPS dicha cantidad alcanzaría los \$1.2 billones al año 2020. En áreas rurales contribuyen al incremento del impuesto base. Debe destacarse que aún cuando el RPS está en proceso de legislación, 25 estados y el distrito de Columbia han adoptado metas respecto al RPS y las medidas para alcanzarlas.

2) *Production Tax Credit (PTC)*

El impuesto de crédito a la producción es de 2 centavos de dólar por cada kW-h para parques eólicos a gran escala. Se creó con la Energy Policy Act en 1992, es aplicado para la electricidad producida en emplazamiento eólicos creados desde el 1 de enero de 1993 hasta diciembre de 2008. Cada año se ajusta por la inflación y tiene vigencia los primeros 10 años de producción, ha dado certidumbre y estabilidad a las inversiones en esta industria.

A la fecha, la barrera más importante que enfrenta este incentivo es que está a punto de expirar y esto puede impedir el crecimiento del sector eólico. La *American Wind Energy Association* sugiere un plazo de 5 años antes de que expire el crédito, debido a que los inversionistas buscan proyectos de pequeña escala que suman más costos y hacen a un lado los parques eólicos al existir la incertidumbre de los créditos, esta situación también aumentaría el precio de la electricidad generada.

3) *Buy - Down*

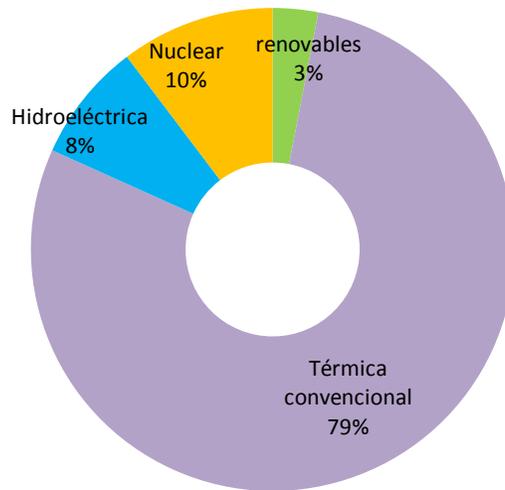
Consiste en fomentar la compra de sistemas de potencia a pequeña escala utilizando fuentes de energía renovables, para reducir la contaminación y la creación de nuevas plantas de generación. La manera como se aplica en algunos estados es a través de cargos por línea “*wires charge*”.

Se aplica un cargo por kW-h de electricidad sostenida que puede ser muy pequeño o algo significativo. Este dinero recabado es utilizado como subsidio o *buy-down* para la compra de sistemas de energía renovable a pequeña escala. El pago que realiza el consumidor residencial es del 50% del aerogenerador y los cargos por el estado de las líneas pueden significar un reembolso.

Algunas medidas propuestas por la *American Wind Energy Association* (AWEA) son el establecimiento de garantía de al menos 5 años de los sistemas de pequeña escala, un reembolso alto para conservar el interés de los consumidores y aumentar el volumen de compra, también debe estar limitado a una cantidad de Watts de capacidad para asegurar que los fabricantes o negociadores no carguen un precio alto al sistema debido al reembolso. Debe proveerse únicamente a sistemas conectados a líneas útiles y aplicarse con una ley de medición neta (*net metering law*), para poder entregar energía cuando el sistema supere las necesidades de electricidad de la residencia, los beneficios son observables en el pago de la factura eléctrica. En la actualidad más de 30 estados ofrecen este servicio, que es más retributivo cuando están integradas la medición neta y la compra menor.

3.3.3 Capacidad Instalada

La capacidad eléctrica instalada reportada por E.U. para finales de 2007 fue de 977,061MW, de los cuales 107,436 MW corresponden a fuentes renovables y 869,625 MW a fuentes no renovables. (*EIA, 2008(b).*) Dentro de las fuentes renovables, la energía eólica participa con un 1.5% (15,616 MW)³⁰. El reparto de la capacidad instalada por tipo de fuente se muestra en la Figura III.11.



Fuente: www.eia.doe.gov

Figura III.11 Contribución a la Capacidad eléctrica instalada por tecnología en USA, 2007

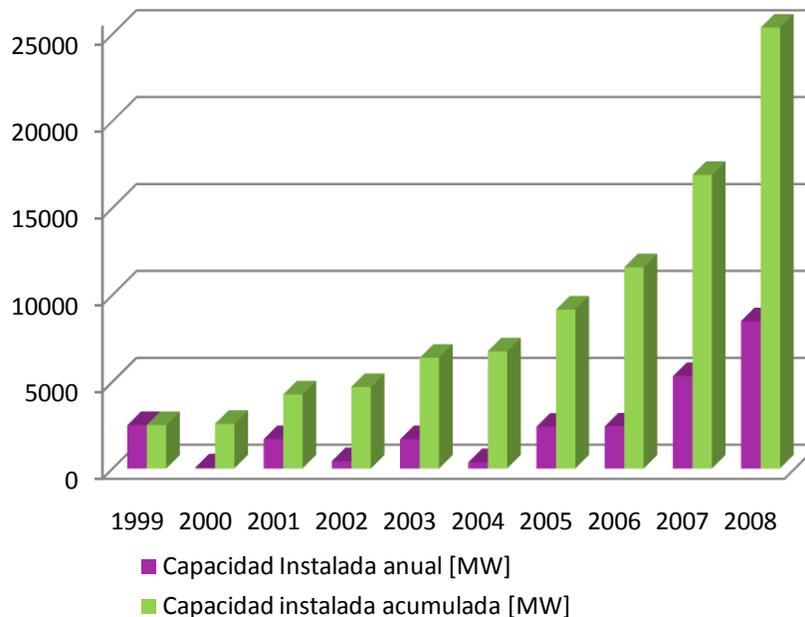
Hasta el primer semestre de 2008, Estados Unidos era el segundo país a nivel mundial con mayor capacidad eoloeléctrica instalada, con 16,818 MW³¹. Sin embargo, para abril de 2009 reportó

³⁰ Energy Information Administration www.eia.doe.gov

³¹ Wind Energy Statistics World Wide <http://home.wxs.nl/~windsh/stats.html>

26,170MW³² eolieléctricos instalados con lo que se convirtió en el país con mayor capacidad eolieléctrica instalada a nivel mundial. Sin embargo, esta cifra corresponde a poco más del 2% de la capacidad eléctrica instalada total. En cuanto a la generación de electricidad, las energías renovables reportaron a finales de 2008, 116.8TW-h de un total de 4,166.51 TW-h.³³ Mientras que con la capacidad eolieléctrica instalada a la fecha se han reportado 75 TW-h únicamente de la tecnología eólica.³⁴

Es el único país desarrollado que no ha ratificado las obligaciones del Protocolo de Kyoto de reducir emisiones, sin embargo, ha desarrollado múltiples parques eólicos y tecnología propia, sin que ésta llegue a tener una importancia notable en la contribución a la generación eléctrica, debido a que su consumo de energía es muy alto (4,166.51 TW-h)³⁵ así como sus emisiones de gases de efecto invernadero. Sin embargo, se han replanteado la opción de incrementar su parque de generación con fuentes renovables. La Figura III.12 muestra la evolución de la capacidad instalada eolieléctrica en Estados Unidos desde 1995 hasta 2008.



Fuente: AWEA, 2008.

Figura III.12 Capacidad eólica instalada anual y acumulada en U. S., 2008.

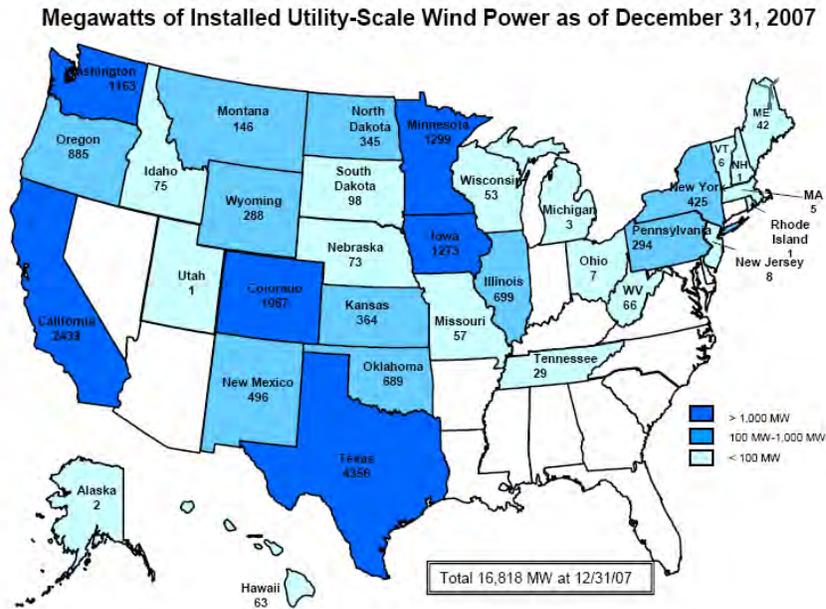
³² *Idem.*

³³ <http://www.eia.doe.gov/emeu/international/electricitygeneration.html>

³⁴ <http://home.wxsl.nl/~windsh/stats.html>

³⁵ *EIA, 2008 (c).*

En la Figura III.13 se muestra el mapa de los estados norteamericanos con emplazamientos eólicos y la potencia de ellos, así como el tipo de viento (rango de MW generados) presente en los mismos.



Fuente: AWEA, 2008.

Figura III.13 Mapa de parques eólicos instalados en U. S. hasta 2008.

Como puede verse, E. U. cuenta con mucho potencial eólico, medidas políticas y otras estrategias para desarrollarse en este rubro, sin embargo, sus proyectos están en el inicio y otros deben continuarse como es el caso del *Production Tax Credit*.

3.3.4 Instituciones participantes en la generación de energía eólica

- *American Wind Energy Association (AWEA)*

Asociación de la industria nacional que representa a todos los actores involucrados en el sector eolieléctrico: fabricantes, desarrolladores de proyectos, investigadores, proveedores de servicios y equipo, etc. en Estados Unidos. Su objetivo es promover el uso de la energía eólica para generar electricidad de forma limpia. Facilita información sobre el estado de los proyectos de energía eólica, tecnología desarrollada, fabricantes involucrados en la industria del viento y políticas existentes relacionadas con el uso de la energía eólica y la energía renovable a través de publicaciones frecuentes. Además trabaja con los actores involucrados para asegurar el crecimiento de la industria

eólica: en la legislación de leyes favorables con el Congreso, extensión del PTC, establecimiento del RPS, también organiza congresos donde se informa sobre desarrollo tecnológico, de políticas para fomentar la energía eólica y para promover los negocios de industria del viento en este país.

- ***National Renewable Energy Laboratory (NREL)***

El NREL inició operaciones en 1977 y trabaja en 12 áreas específicas para desarrollo e investigación en Eficiencia Energética, Ahorro de Energía y Energías Renovables. Se encuentra vinculado con el Departamento de Energía de Estados Unidos. Para el desarrollo de la energía eólica cuenta con un Centro tecnológico para la energía eólica, el *National Wind Technology Center*, ubicado en las faldas de las Montañas Rocky, en Colorado. Ahí, se prueban las aeroturbinas y se realiza investigación para mejorar el estado del arte de la tecnología eólica y reducir sus costos.

3.4 India

Es el único país no desarrollado que cuenta con la mayor capacidad eolieléctrica instalada y el cuarto país a nivel mundial en esta categoría. Inició su desarrollo en 1980, con la creación de la Comisión para Fuentes Adicionales de Energía (1981) y el Departamento de Fuentes de Energía No Convencionales, cuya función es diversificar las fuentes de energía y abastecer el crecimiento de la demanda energética asociada a un fuerte crecimiento económico reportado en India a partir de esa década.

Iniciaron con una estrategia de mercado para propiciar el desarrollo tecnológico con energía eólica, consistió en un plan nacional: Plan de cinco años, que identificó los sitios potenciales, la construcción de proyectos piloto, la participación del sector privado y público, la implementación de políticas reglamentarias y la estructuración de las partes involucradas en la ejecución completa de los proyectos con energía eólica: manufactura, instalación, operación y mantenimiento.

3.4.1 Marco legal y regulatorio³⁶

Como en cada uno de los países estudiados, hasta ahora, la política regulatoria del sistema eléctrico ha sido una pieza fundamental en el desarrollo de la energía eólica. El marco regulatorio de la India, en cuestión de energías renovables, se rige por las siguientes políticas.

³⁶Basado en <http://mnes.nic.in/>

a) *Electricity Act 2003*

Promueve la generación de electricidad mediante cogeneración y energías renovables, establece medidas necesarias para poderla conectar a la red y venderla a cualquier usuario.

b) *Nacional Electricity Policy 2005*

Establece que el porcentaje de generación de electricidad generada a partir de fuentes renovables y cogeneración (fuentes no convencionales) debe incrementarse de tal manera que, la compra de dicha energía por las compañías distribuidoras se realice dentro de un proceso de licitación competitivo. Como la electricidad generada por estas fuentes aún no es competitiva comparada con las fuentes de generación convencionales, el ministerio puede y debe hacer concesiones o dar precios preferenciales.

c) *Tariff Policy 2006*

Emitida en enero de 2006. Declara que, la dependencia correspondiente, debe asignar un porcentaje mínimo de compra de energía proveniente de fuentes no convencionales, considerando la cantidad de energía (no convencional) disponible en la región y su impacto en las tarifas de venta al por menor.

Continúa con la política de precio preferencial de ésta electricidad, para asegurar su competitividad a largo plazo, así como ofrecer un proceso de licitación competitivo para los suministradores de electricidad de éstas fuentes y conseguir las licencias de distribución a futuro. Cuando la obtención de las licencias no se realice en una licitación competitiva, la comisión central debe indicar medidas a seguir para asignarle un valor a esta energía.

d) *National Rural Electrification Policies 2006*

Propone objetivos a alcanzar, para el año 2009, todos los hogares deben contar con suministro eléctrico confiable, de calidad y a un precio razonable y para el año 2012 un consumo mínimo de 1unidad/hogar/día. Para poblados o habitaciones que no cuenten con conectividad a la red eléctrica y ésta sea incosteable, se optará por sistemas aislados que suministren electricidad. Incluye la adopción de celdas solares fotovoltaicas en caso de ser factibles. Estos casos pueden considerarse

como no electrificados, el encargado de certificar a un poblado como electrificado es el Gramapanchayat cada 31 de marzo.

En un plazo de seis meses el gobierno del estado debe entregar un Plan de Electrificación Rural con los mecanismos que seguirá para proveer de energía a los poblados o habitaciones no conectados, puede integrarse a planes de desarrollo distrital y reportarlos a la dependencia encargada.

3.4.2 Incentivos para desarrollar industria eólica

1) Creación de un ministerio exclusivo para el fomento de las Energías Renovables

Con la creación en 1992 del *Ministry of Non Conventional Energy Sources (MNES)*, la participación de las energías renovables en el suministro de electricidad y principalmente la eólica, han tenido un aumento notable. Dicho ministerio, de carácter nacional, se encarga de establecer medidas de promoción como tarifas preferentes, compra mínima obligatoria a las compañías de distribución de energía renovable, planes de acción para suministro de electricidad en comunidades rurales, etc.

2) Incentivos Centrales

Algunos incentivos centrales consisten en hacer un reembolso del 9.5% del costo de aerogeneradores, para un período de 10 años y, de 8 años para un reembolso del 9%. También tienen el *income tax holiday* como incentivo directo, así como el 80% de depreciación acelerada en aerogeneradores.

3) MDL

Los proyectos bajo el MDL pueden conseguir que la India utilice el máximo potencial disponible para certificados de reducción de emisiones, para ello deben modificarse las políticas de soporte. Existen estudios donde, según el potencial técnico actual de los proyectos eólicos, se alcanzan de 41 a 75 millones de toneladas de CO₂ evitadas a la atmósfera, en 2012.

4) *Fomento de mini aerogeneradores*

Una de las barreras más grandes en la el desarrollo de proyectos eólicos en India es el alto costo de la instalación de proyectos eólicos a gran escala, además de sus bajos factores de planta (25%) que los vuelven incosteables. La manera de motivar la inversión del sector privado se fundamenta en que los propietarios de aerogeneradores sean capaces de abastecer su energía y evitar el uso de la red eléctrica, así como las altas tarifas industriales que se han mantenido para evitar el subsidio de electricidad a agricultores.

5) *Investigación y desarrollo tecnológico*

Para reducir los costos en el sector eólico manufacturan aerogeneradores propios. Diversas organizaciones desarrollan el WEG (*Wind Energy Generator*) que será un aerogenerador de dos palas, con una potencia de 500 kW, adecuado a las condiciones de velocidades bajas, ambiente más polvoroso, que garantice funcionalidad en la región y con un costo del 50% menor comparado con otros aerogeneradores comerciales en India.

Desde 1985 han realizado estudios sobre su potencial eólico, con 1150 estaciones de monitoreo en estados y territorios unidos (UTs), de las cuales 50 se encuentran en funcionamiento. Se ha indicado un potencial de 45 GW con un 1% de territorio disponible para parques eólicos, de los cuales sólo el 20% tiene factibilidad técnica, lo que equivale a una penetración del 20% de la energía eólica en el parque de generación. Sin embargo, la principal barrera para conseguirlo está en la inexistencia de capacidad en las redes de transmisión que es de 13 GW.³⁷

El fomento en la investigación ha permitido conocer el potencial teórico del recurso eólico, además de promover la industria nacional pues cuenta también con un centro (C-WET) dedicado a la certificación y diseño de manufactura de viento.

A través del Ministerio de Energías Nuevas y Renovables (MNRE) y el Gobierno de India se han establecido esquemas (30/08/2005) para implementar la utilización expansiva de sistemas híbridos, aerogeneradores de pequeña escala y molinos de viento para bombeo de agua. El MNRE participa en la financiación del costo de molinos para bombeo de agua según el modelo de estos. Para pequeños aerogeneradores y sistemas híbridos, el MNR, soporta costos del sistema y de equipo

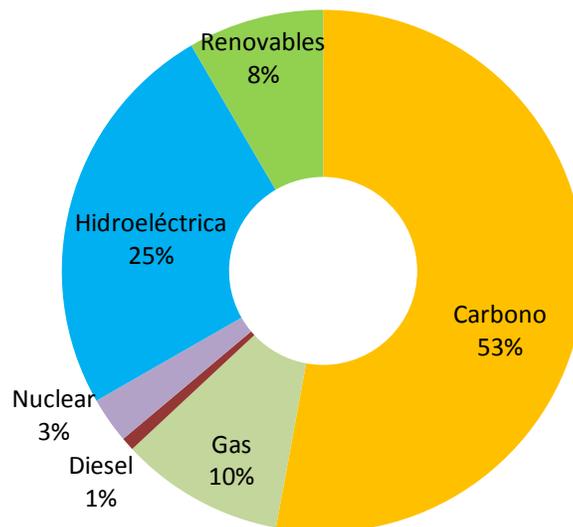
³⁷ Purohit, P., Michaelowa, A., 2007.

de monitoreo por un año de evaluación, este porcentaje lo determina el usuario final del sistema (comunidad, estado, usuario industrial o individual).

3.4.3 Capacidad instalada

La capacidad eléctrica instalada total, reportada por el Ministerio de Energía de la India, con datos de junio de 2008, es de 144,912.27 MW³⁸. Tiene un parque de generación diversificado pero dependiente aún de los combustibles fósiles. La energía eólica aporta 8,800MW³⁹ de los 12194.76 MW instalados de fuentes renovables, debido a los incentivos para esta tecnología. En cuanto a la generación de electricidad, las energías renovables produjeron 11.87 TW-h de un total de generación eléctrica de 665.3 TW-h, es importante destacar que la tecnología térmica convencional aportó 516.34 TW-h a la generación eléctrica total en 2007, lo que muestra aún una fuerte dependencia de los combustibles fósiles pese a los esfuerzos de la India por diversificar su parque de generación.

A través de su Ministerio de Energías Nuevas y Renovables (MNRE) ha promovido las tecnologías de suministro eléctrico a base de fuentes renovables, por lo que cuenta con un 8% en la contribución total de capacidad instalada por parte de estas fuentes inagotables. La Figura III.14 muestra la contribución a la capacidad eléctrica instalada que le corresponde a cada tecnología.



Fuente: <http://powermin.nic.in/>

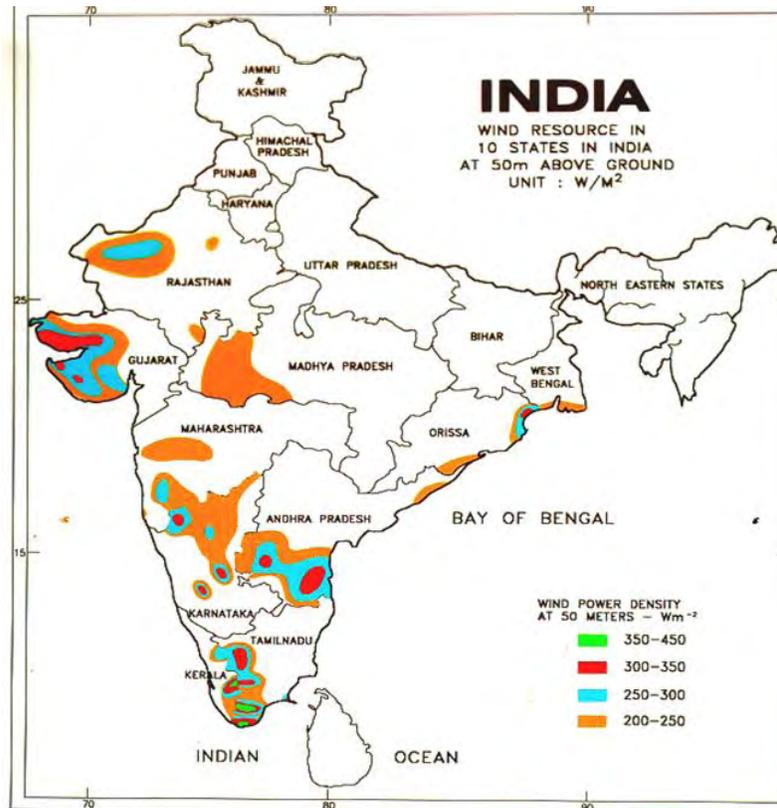
Figura III.14 Capacidad instalada por tipo de tecnología, India 2008.

³⁸ http://cea.nic.in/power_sec_reports/Executive_Summary/2008_06/27-33.pdf

³⁹ *Wind Energy Statistics World Wide* <http://home.wxs.nl/~windsh/stats.html>

La generación de electricidad está a cargo de las empresas privadas, públicas y centrales, todas ellas son coordinadas por el Ministerio de Energía, con cinco redes regionales en el país. Sin embargo más del 97% de la inversión para proyectos eólicos proviene del sector privado⁴⁰.

El mapa eólico de la India se ilustra en la Figura III.15. Existen 211 estados con un potencial mayor a 200 W/m² y un potencial eólico valuado en 45,000MW.



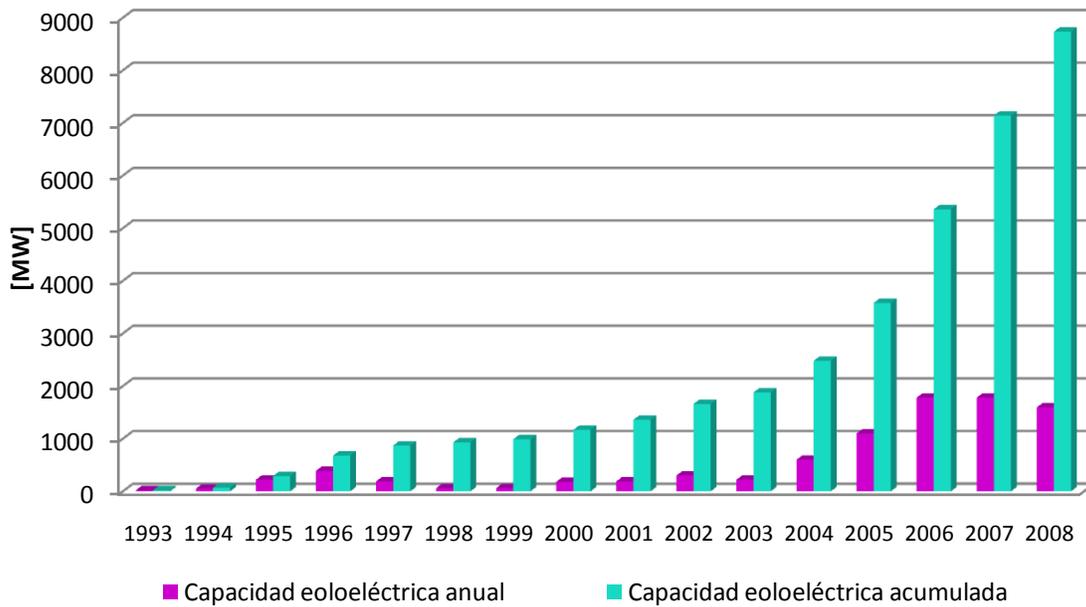
Fuente: MNES, 2005.

Figura III.15 Mapa de potencial eólico en India

La evolución del crecimiento de la capacidad eolieléctrica acumulada puede observarse en la Figura III.16, a la que habrá que agregarle la capacidad acumulada en 2008 que fue de 8,800 MW⁴¹.

⁴⁰ Purohit, P., Michaelowa, A., 2007.

⁴¹ Wind Energy Statistics World Wide <http://home.wxs.nl/~windsh/stats.html>



Fuente: http://cea.nic.in/power_sec_reports/Executive_Summary/2008_06/27-33.pdf

Figura III.16 Evolución de la capacidad acumulada instalada en India

3.4.4 Instituciones participantes en la generación de energía eólica

- *Ministry No-Conventional Energy Sources (MNES)*

Es el único país que cuenta con un Ministerio dedicado a las energías renovables. Fue creado en 1992 con el fin de tener una institución estatal independiente de cualquier otro ministerio. Su función es promocionar los proyectos con energías renovables estableciendo políticas energéticas, investigación y desarrollo tecnológico, capacitando personal en el desarrollo de proyectos con energías renovables y estableciendo medidas que fomenten la inversión en estas áreas, como los incentivos fiscales, para lo cual creó una institución financiera encargada de este rubro, la *Indian Renewable Energy Development Agency (IREDA)*.

También provee información sobre recursos eólicos y asesoría en la ejecución de proyectos como la planeación, administración y orientación de los mismos. Establece programas de fomento para abastecimiento de energía en zonas rurales por medio de fuentes inagotables. En 2006, fue renombrado como *Ministry New Renewable Energy (MNRE)*.

- *Center for Wind Energy Technology (C-WET)*

Creado en Chennai en 1998, es un instituto autónomo al gobierno hindú. Inicio operaciones en 1999. Se encarga de probar y certificar aerogeneradores, desarrollo e investigación, estudio de recursos eólicos y asesoramiento en proyectos con utilización de viento.

La estación de prueba está en Kayathar, Tuthukkudi, Tamil Nadu. Ha permitido identificar el recurso eólico en India, la promoción de acciones sobre desarrollo de manufactura nacional (en la actualidad cuentan con fabricantes exportadores de tecnología, estaciones piloto, etc.

Conclusiones

Las experiencias de los países antes estudiados ofrecen un panorama global de los motivos que tuvieron para promover la tecnología con fuentes renovables, principalmente la energía eólica, como fue la crisis del petróleo de los 70's y la posibilidad de contar con alternativas que evitarán la dependencia de los combustibles fósiles, mientras que la justificación como medida de protección al ambiente así como la preocupación por reducir el cambio climático; surgen después. Los principales mecanismos que promueven el uso de la energía eólica y son comunes en los cuatro países son:

- Contar con un marco regulatorio que promueva el uso de fuentes de energía renovables para la generación de electricidad y el establecimiento de un porcentaje de participación de estas fuentes en la generación eléctrica total a futuro.
- La Prioridad de acceso a la red eléctrica en el momento en que la electricidad sea generada, establecida en el marco Regulatorio.
- Los Incentivos fiscales, las primas al precio de generación, las retribuciones y depreciación de la tecnología.
- La liberalización del mercado de energía, en los cuatro casos, fomenta la demanda del mercado para promover la competencia entre fabricantes y suministradores de energía para mejorar y multiplicar la tecnología con lo que se disminuyen los costos.
- El Desarrollo de una manufactura propia a través de la creación de institutos o centros tecnológicos de viento. La creación de mercados mundiales de tecnología eólica ha permitido su desarrollo en otros países sin industria de aerogeneradores propia.

Todas estas acciones facilitan la competitividad del sector eólico y garantizan la posibilidad de un abastecimiento seguro de energía cuando los combustibles no renovables sean incosteables por su agotamiento, movilidad de precios en el mercado y alto índice de contaminación ambiental. Además, estos mecanismos están dirigidos a reducir los costos y volver competitiva esta tecnología, mientras se crea la infraestructura y condiciones para que lo sea.

Los casos de Alemania y España ilustran las acciones seguidas por la mayoría de los países miembros de la Unión Europea, para cumplir con los compromisos asumidos como miembros de esta, como son la creación de un marco regulatorio que incluya la regulación en el uso y metas de participación de las renovables en la energía primaria y eléctrica, las tarifas preferenciales, el aseguramiento de un mercado de acción para productores de energía y fabricantes de

aerogeneradores, así como los planes de acción para resolver el problema de la demanda de energía futura no dependiente de los combustibles fósiles, también la repotenciación les permite transferir tecnología a países con menor crecimiento en tecnología eólica. Resulta muy importante destacar la condición de mercado mundial de tecnología eólica que han obtenido a lo largo de estos años. Ambos cuentan con fabricantes con presencia a nivel internacional, quienes incluso han promovido el desarrollo de parques eólicos en países con economías menores que no cuentan con manufactura nacional. Debe notarse la magnitud de esta acción, pues se trata no sólo de un alcance a nivel nacional en la promoción de las fuentes inagotables sino de una expansión mundial a través de un mercado experimentado de tecnología eólica.

El caso de Estados Unidos presenta medidas de promoción fiscales, créditos en la compra de aerogeneradores, la prioridad de acceso a la red como medida histórica de promoción, sin embargo, su principal problema es la continuidad con los incentivos, la necesidad de metas de participación de electricidad de fuentes renovables establecidas en su marco regulatorio y continuidad en sus acciones. Aún cuando tienen mucha capacidad instalada, la mayor en el mundo, no es representativa en el total de su parque de generación. Otro aspecto importante a mi parecer es que Estados Unidos sale un poco de los rangos de comparación con cualquier otro país, debido a la magnitud de su capacidad instalada y por ende a su generación eléctrica.

La India ha orientado el uso de la eoloelectricidad como parte de su programa de electrificación rural para cobertura total de su territorio. Cuenta, a diferencia de los otros países, con un Ministerio de gobierno dedicado exclusivamente a la promoción de las fuentes renovables, fomenta la inversión extranjera, que en gran medida justifica el crecimiento en capacidad eoloelectrica instalada y también cuenta con centros para desarrollar tecnología propia, como medidas propias de esta nación.

Resta decir que el mercado eólico se encuentra en plena expansión debido a las condiciones favorables actuales, lo cual implica movilidad en las cifras y posicionamiento de los países en este rubro. Sin embargo, considero que lo más importante es el impacto de esta tecnología en cada caso particular, para poder ver su repercusión global, así como las medidas históricas que permitieron su desarrollo y permitirán su crecimiento en el futuro.

En el capítulo siguiente se estudia la situación actual de la energía eólica en México para poder entender qué falta por hacer para promover el uso de las energías renovables a comparación de las acciones que muestran las experiencias internacionales presentadas en este capítulo.

Capítulo 4

Evolución histórica y situación actual de
la energía eólica en México

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

4. Evolución histórica y situación actual de la energía eólica en México

Introducción

Estudiar el uso de la energía eólica en la generación de energía eléctrica en México es importante porque permite conocer el estado en el que se encuentra, las acciones que se han desarrollado en torno a su uso, así como las acciones que han impedido su crecimiento.

Los estudios sobre potencial eólico en México son una fuente importante para los promotores de proyectos con energía eólica, además de la creación de una industria propia que desarrolle máquinas adecuadas para el potencial eólico con el que se cuenta en el territorio nacional.

El estado del marco legal también es un referente para entender la situación pasada y presente que no ha permitido favorecer y que inicia en los últimos meses la regulación en el uso de las energías renovables. Aunado al estudio del marco legal, es importante conocer los planes nacionales existentes o las maneras como se fomenta el uso de estas tecnologías limpias en México, para que en caso de que no exista ninguno de los dos, se elaboren planes de inclusión de fuentes inagotables e incentivos.

También es importante conocer las instituciones o dependencias encargadas o relacionadas con el aprovechamiento de las fuentes renovables, para conocer las acciones que han hecho, la forma como se dirigen o la postura que tienen ante el uso de las fuentes inagotables.

El estudio de cada uno de los puntos anteriores se realiza en el presente capítulo y permitirá conocer la evolución histórica, el estado actual y la posible dirección de la utilización de la energía eólica en México, brindará una perspectiva del alcance de las acciones que se han realizado al respecto y permitirá concluir qué falta por hacer en este tema.

4.1 Marco legal y regulatorio

El marco legal de nuestro país está representado por la Constitución Mexicana, que en su artículo 27 constitucional enuncia las actividades que le corresponden exclusivamente a la nación en materia de electricidad. Del carácter de este artículo parten las leyes que regulan al sector eléctrico.

Se estudiará, en la primera parte, el desarrollo histórico del marco regulatorio en materia de electricidad, en seguida se abordarán las leyes vigentes que aplican al sector eléctrico y al fomento de las energías renovables.

4.1.1 Evolución Histórica del marco regulatorio¹

a) Ley de la Industria Eléctrica

La regulación del sector eléctrico inició con la Ley de la Industria Eléctrica en 1938, en esta ley se permite el autoabastecimiento para dar seguridad al suministro eléctrico. Es en 1942 cuando se otorga el primer permiso para autogenerar. Esta ley desaparece en diciembre de 1975.

b) Reglamento de la Ley de la Industria eléctrica

En agosto de 1940 se crea el Reglamento de la Ley de la Industria eléctrica, el cual se modifica en octubre de 1945 y permanece vigente hasta 1993.

c) Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

En sustitución de la Ley de la Industria Eléctrica se crea, en diciembre de 1975, la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica que continúa vigente hasta la fecha.

En 1983 fue modificado el Artículo 36 de esta Ley, en el que se establece que el autoabastecimiento debe aumentar la eficiencia de transformación de las fuentes primarias utilizadas con la producción simultánea de otros energéticos secundarios o bien con la utilización de calor proveniente de sus procesos industriales, la generación de electricidad debe producir otros

¹ Basado en Burgos et al, 1996.

energéticos secundarios o bien, utilizar los energéticos obtenidos de algún proceso industrial para generarla. Los excedentes serán entregados para su venta a la Comisión Federal de Electricidad.

En diciembre de 1992 se modificó esta Ley para incluir las modalidades de generación de electricidad a los productores particulares, con lo cual queda permitida su participación en la generación de electricidad para el servicio público. Las modalidades son:

- Autoabastecimiento
- Cogeneración
- Producción Independiente
- Pequeña Producción
- Exportación
- Importación

El estudio de dicha Ley será realizado en el punto 4.1.3 Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) dentro de este capítulo.

d) Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en Materia de Autoabastecimiento

En 1991 aparece el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en Materia de Autoabastecimiento, que al igual que el antiguo reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica vence en 1993.

e) Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

El reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica aparece en 1993 y es el que ha permanecido vigente hasta la fecha.

4.1.2 Estructura de los elementos reguladores

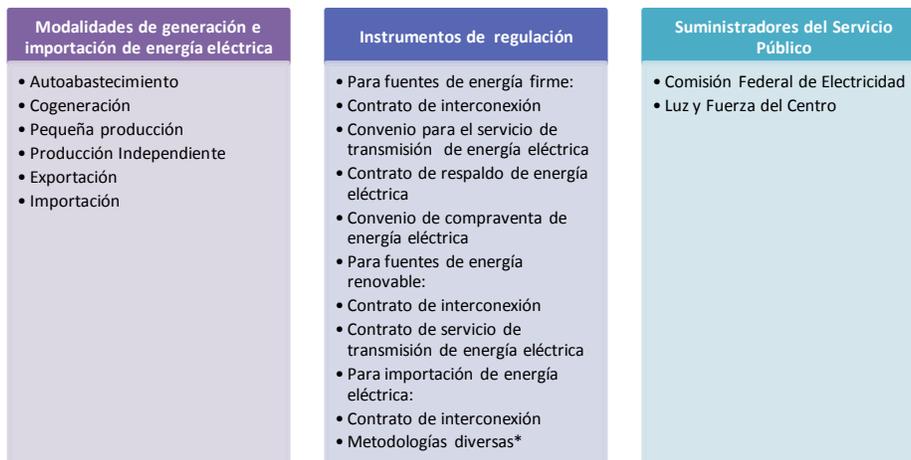
Una vez conocida la evolución histórica del marco regulatorio del Sector Eléctrico es conveniente esquematizar la estructura actual de la legislación y el orden de importancia. Las leyes que corresponden al servicio público de energía eléctrica se representan en la Figura IV.1.



Fuente: SENER, 2007.

Figura IV.1 Estructura de los elementos reguladores en México

La Figura IV.2 muestra la organización del sector eléctrico. En la parte de generación de energía se encuentran las modalidades de generación que deben cumplir con los requisitos regulatorios, para las centrales que utilicen fuentes renovables o no renovables. Finalmente se enlazan con los suministradores de energía que son únicamente públicos y están a cargo de CFE y LyFC.



Fuente: SENER, 2007.

Figura IV.2 Organización del Sector Eléctrico en México

4.1.3 Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE)

Entró en vigor el 1 de enero de 1994 y permanece vigente hasta la fecha. Esta ley establece las disposiciones sobre el manejo de energía eléctrica en México y la destina como actividad exclusiva de servicio público. Sin embargo, incluye a los productores particulares en la generación de electricidad en seis modalidades. Los suministradores de energía son órganos públicos: Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro. Las acciones para verificar el cumplimiento de esta ley le corresponden a la Secretaría de Energía.

En su Artículo 1 del Capítulo I sobre disposiciones generales, establece que: “Corresponde exclusivamente a la Nación, generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público, en los términos del Artículo 27 Constitucional. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará, a través de la Comisión Federal de Electricidad, los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines”.²

En los siguientes cinco artículos define al Servicio Público de energía eléctrica, en donde enuncia que no se considera servicio público el autoabastecimiento, la cogeneración y la pequeña producción, así como la generación de electricidad por parte de los productores independientes para su venta a la Comisión Federal de electricidad, la exportación obtenida por cogeneración, producción independiente y pequeña producción, así como la electricidad importada por personas físicas o morales para usos propios y autoabastecimiento, ni la energía destinada a utilizarse en caso de emergencia (estaciones de emergencia) o interrupción del servicio público de electricidad.

Las actividades que comprende la prestación del servicio público se describen en el Artículo 4 y son: la planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), la generación, conducción, transmisión, distribución y venta de electricidad, así como todas las obras relacionadas con la planeación, ejecución, operación y mantenimiento del SEN. La Comisión Federal de Electricidad (CFE) es la responsable de los aspectos técnicos de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y la encargada de prestar el servicio público de energía eléctrica. La Comisión Federal de Electricidad es un organismo público descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propio.

² LSPEE, 1993.

También es la encargada de exportar e importar energía para el servicio público, realizar programas de operación, inversión y financiamiento para dicho servicio, promover la investigación y desarrollo tecnológico nacional aplicado a la electricidad, así como efectuar convenios con los gobiernos de los estados, municipios, entidades públicas, privadas o personas físicas para la prestación del servicio público.

El origen del patrimonio de la Comisión Federal de Electricidad puede ser de títulos actuales o futuros de propiedad, recursos naturales y aportaciones que el Ejecutivo le asigne, el producto de su actividad y por venta de tecnología o de servicios relacionados. También obtendrá aportaciones por parte de los solicitantes del servicio público cuando no exista o sea insuficiente la infraestructura necesaria, sin embargo, la comisión debe considerar siempre la opción que le otorgue la menor aportación por parte del usuario y su aprobación le corresponde a la Secretaría de Energía.

Por las acciones descritas dentro de la ley se observa que el principal actor para su cumplimiento es la Comisión Federal de Electricidad, seguida de los demás productores de electricidad en sus respectivas modalidades.

En diciembre de 1992 se decretó una reforma en la que se establecen, en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y en su reglamento, las modalidades permitidas para generar electricidad por parte de los productores particulares de energía.³

4.1.2 Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

Su objetivo es reglamentar la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, definir a los actores involucrados e indicar sus actividades relacionadas con la prestación del servicio público de energía eléctrica, así como las actividades contempladas por la ley que no corresponden al servicio público.

En el Reglamento se establece a la Secretaría de Energía como la encargada de autorizar la prestación de servicio público a un suministrador que cumpla o se encuentre en las condiciones que señala la ley para cada modalidad. Las obligaciones del suministrador también son parte del reglamento y entre ellas destaca el establecer convenios con los gobiernos de los estados y

³ La explicación de las modalidades de producción de electricidad se tomaron del Reglamento de La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

municipios así como con particulares, para mejorar el manejo de recursos y acelerar los procesos administrativos.

En el capítulo III decreta que las obras eléctricas necesarias para la prestación del servicio público deben cumplir las normas nacionales o las aprobadas por la Secretaría de Energía. Los suministradores pueden solicitar ayuda a las autoridades para la realización de dichas obras.

En el capítulo IV se establecen los datos técnicos con los que debe cumplir la electricidad entregada por el suministrador: corriente alterna en una, dos o tres fases, tensiones alta media y baja, frecuencia de 60Hz con 0.8 más menos de tolerancia. El servicio público debe entregarlo a quien se lo pida a menos que existan impedimentos técnicos o económicos. En cuanto a la realización de obras como cambio de líneas, ampliaciones o construcciones debe establecer el tiempo de duración y contar con los permisos para sus obras.

La Secretaría de Energía es el principal actor en verificar el cumplimiento del Reglamento de la LSPEE. La descripción de las modalidades permitidas para producción de electricidad que se destina a la venta a la CFE son las siguientes:

1) Autoabastecimiento (Artículos 101 y 102)

Se refiere a la producción de electricidad con plantas generadoras cuyo fin es satisfacer las necesidades de los copropietarios o socios, es decir, para consumo propio. Pueden incluirse más personas al autoabastecimiento siempre que:

1. Se hayan cedido partes sociales, acciones o participantes con autorización de la Secretaría.
2. Se haya previsto en los Planes de Expansión autorizados por la Secretaría
3. Por autorización directa de la Secretaría

2) Cogeneración (Artículos 103 a 107)

Se refiere a la producción de energía eléctrica y vapor u otro tipo de energía térmica. Producción de electricidad, directa o indirectamente, por medio de energía térmica no utilizada en los procesos específicos de la planta que se trate. O bien, la producción eléctrica con los combustibles obtenidos en los procesos de la planta.

Para obtener un permiso para generar energía bajo esta modalidad, la electricidad obtenida debe destinarse a cubrir las necesidades de las instalaciones de las personas físicas o morales que puedan, por sus procesos, generar electricidad por cogeneración o bien, sean copropietarios o socios de las instalaciones. Los excedentes de electricidad deben ser puestos a disposición de la CFE.

Además de los permisos de cogeneración debe entregarse un estudio de la instalación, que incluye: descripción general del proceso, diagramas, balances térmicos, requerimientos específicos de combustibles y la disponibilidad de excedentes de energía diaria, mensual y anual, para un día típico (Artículo 105).

3) Producción independiente (Artículos 108 a 110)

Es la generación de electricidad obtenida de centrales eléctricas con capacidad de generación mayor a 30MW, su destino es la venta exclusiva a la CFE o a la exportación.

Los permisos se otorgan a personas físicas o morales constituidas bajo las leyes mexicanas y con sede en el país. La electricidad destinada a la venta exclusiva a la CFE debe incluirse en los programas de planeación de la misma. Los proyectos de producción independiente son parte de la planeación de la Comisión si su capacidad de generación es congruente con la Prospectiva del Sector Eléctrico correspondiente, que es generada por CFE. También son parte de la planeación los proyectos que sean comparables a otra solución técnica sugerida por la Comisión

4) Pequeña Producción (Artículos 111 y 115)

Es la generación de electricidad para venta total a la CFE. La planta eléctrica no debe exceder los 30MW de capacidad de generación y el área será fijada por la Secretaría de Energía. También se refiere al Autoabastecimiento de electricidad para zonas rurales o aisladas que no cuenten con el suministro de energía eléctrica, os proyectos no excederán 1MW. O bien, para la exportación que tendrá un límite máximo de 30MW.

Pueden solicitar permisos personas físicas de nacionalidad mexicana y personas morales con sede en el país y que estén conformadas bajo las leyes mexicanas. El permisionario no puede ser titular de proyectos que sumen más de 30MW en una misma área de pequeña producción.

La Secretaría delimitará la zona donde se realizará la pequeña producción, la infraestructura de CFE existente para interconexión al sistema eléctrico nacional, las propuestas del permisionario para entregar la energía, etc.

En comunidades aisladas o rurales, deben constituirse cooperativas de consumo, asociaciones civiles, copropiedades o convenios de solidaridad para el autoabastecimiento. Se mencionará a quienes se entregará la energía y las condiciones de entrega a consumidores finales.

El permiso se otorga una vez que se haya celebrado el convenio de solidaridad, se avisará a la Secretaría cuando se hayan terminado las instalaciones y empiece operaciones. Se hará un informe anual sobre la operación de la planta de pequeña producción.

5) Generación de energía eléctrica destinada a la Exportación (Artículos 116 y 119)

Se podrá generar energía eléctrica para exportación a través de proyectos con cogeneración, producción independiente y pequeña producción. Los solicitantes de estos permisos deben contar con el documento de convenio de compra de energía que se quiere producir o la carta intención de motivos. Sólo la Secretaría de energía puede permitir que cambie el destino de dicha energía producida para su venta en territorio nacional.

Para aprobar estos permisos, la Secretaría, considerará la situación de abastecimiento de energía en el país y los combustibles a utilizar para la energía de exportación.

6) Generación de energía eléctrica destinada a la Importación (Artículos 120 y 123)

Los permisos para importar energía del extranjero se realizarán con el abastecedor de energía y el consumidor, y serán otorgados por la Secretaría. Los permisos que incluyan la opinión de la CFE deben establecer los plazos y condiciones en que le demandará a la comisión el suministro, cuando termine la importación de energía.

Los solicitantes deben contar con sus propias instalaciones para entregar la energía, personal propio, así como las normas y leyes aplicables en México. Excepto cuando la interconexión la realicen por medio del sistema eléctrico nacional.

El reglamento de la LSPEE establece todos los requisitos que se deben cumplir en la adición de capacidad al parque de generación, las cualidades de los proyectos considerados en el documento de Prospectiva. Es importante destacar a los principales actores en el cumplimiento de estas acciones: la Secretaría de Energía como ente regulador y los participantes: La Comisión Federal de Electricidad y los productores particulares de energía en sus distintas modalidades.

4.1.4 Ley de la Comisión Reguladora de Energía

Se decretó el 31 de octubre de 1995, su última reforma fue el 25 de enero de 1995 y sigue vigente hasta la actualidad. En ella se especifican acciones relacionadas con el préstamo del servicio público de energía eléctrica, como son: la aprobación de permisos a los productores de energía, el establecimiento de tarifas, etc.

La encargada de ejecutar acciones para el cumplimiento de esta ley es la Comisión Reguladora de Energía (CRE), que es un Órgano descentralizado de la Secretaría de Energía y con autonomía técnica y operativa. Para los fines de la tesis, se mencionan únicamente las actividades que debe promover en beneficio del sector eléctrico: (Artículo 2)

- I.** El suministro y venta de energía eléctrica a los usuarios del servicio público;
- II.** La generación, exportación e importación de energía eléctrica, que realicen los particulares;
- III.** La adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público;
- IV.** 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 titulares de permisos para la generación, exportación e importación de energía eléctrica;

La Comisión Reguladora de Energía brinda seguridad y estabilidad a la prestación del servicio público de energía eléctrica, permite una competencia equitativa, protege los intereses de los usuarios y procura dar una cobertura nacional igualitaria al servicio público de energía eléctrica. Las acciones de las que es responsable para conseguir el desarrollo de las actividades antes mencionadas, son: (Artículo 3)

1. Participar en el establecimiento de tarifas para suministro y venta de energía,

2. Aprobar los criterios para acordar la participación de los gobiernos federal, estatal, municipal u otros beneficiarios para realizar obras requeridas para la prestación del servicio.
3. Comprobar que la electricidad adquirida sea la de menor costo, estable, brinde seguridad al sistema, así como verificar la calidad de la energía.
4. Aprobar metodologías para calcular las contraprestaciones por el consumo de energía, así como las de conducción, transformación y entrega de energía.
5. Opinar sobre las necesidades de capacidad del sistema eléctrico nacional, emitir convocatorias y bases para licitación del suministro eléctrico, convocando a los particulares o bien, designar a la Comisión Federal de Electricidad, a petición de la Secretaría de Energía.
6. Conceder o cancelar permisos y autorizaciones para desarrollar actividades reguladas.
7. Aprobar modelos de convenios y contratos para realizar actividades reguladas y aplicar los requisitos administrativos a personas que realicen actividades reguladas.
8. Proponer a la Secretaría de Energía adecuar al marco legal del sector eléctrico, participar en iniciativas de ley, normas oficiales u otros reglamentos para aplicar a las actividades reguladas.
9. Vigilar el cumplimiento de las disposiciones legales aplicables a las personas con actividades reguladas

Los principales mecanismos de regulación que establece la CRE a los permisionarios o productores particulares para poder conectarse a la red nacional, contar con energía de respaldo y poder vender sus excedentes de electricidad a CFE y LyFC le dan flexibilidad y confianza a sus operaciones. Los instrumentos de regulación para fuentes de energía renovable son:

- a) Contrato de Interconexión. Establece las condiciones y términos para la interconexión entre el Sistema eléctrico nacional, la fuente renovable y los centros de consumo del permisionario.
- b) Convenio para el servicio de transmisión de energía eléctrica. Permite transportar la electricidad generada desde donde se localiza la fuente renovable hasta los centros de consumo.

En 2001, la Comisión Reguladora de Energía aprobó una regulación aplicable únicamente a la producción de electricidad con fuentes renovables con el fin de promover estos proyectos y agregó las siguientes definiciones, en las que se consideran sus características intermitentes:⁴

Energía sobrante. Cuando el permisionario entrega una cantidad de energía a los centros de consumo superior a la potencia comprometida de porteo o cuando la demanda de los consumidores es menor a la energía entregada en el punto de conexión.

Energía Faltante. Cuando la energía entregada no satisface la potencia comprometida de porteo con los centros de consumo.

Capacidad aportada al SEN. Reconoce la capacidad que las fuentes renovables aportan al SEN en las horas de mayor consumo de electricidad.

El contrato considera la flexibilidad en los intercambios de energía faltante con energía sobrante, de manera que si existe energía sobrante en un mes se pueda compensar la energía faltante en meses posteriores. Los cargos por energía transmitida están en función de la energía porteadada, entonces, los cargos se multiplican por el factor de planta de la central en estudio.

4.1.5 Ley para el Aprovechamiento de las Fuentes Renovables de Energía (LAFRE) y Financiamiento de Transición energética

Surgió como una propuesta de Ley de Aprovechamiento de Fuentes Renovables de Energía (LAFRE) en 2001, su objetivo era brindar certidumbre jurídica al aprovechamiento de las energías renovables en la producción de electricidad, establecer reglas para su uso y reconocer los beneficios de estas fuentes.

En 2008, se acordó que dicha propuesta de ley se uniera a otro proyecto de decreto: la Ley para el Financiamiento de la Transición Energética por ser complementarias y con objetivos comunes. La transición energética se refiere a la diversificación de fuentes primarias de energía (como eólica, solar, minihidráulica, etc.) que obedece a cambios de precios del mercado, externalidades medioambientales y sociales.

⁴ Basado en SENER, 2007.

El 28 de octubre de 2008 fue aprobada en el Senado después de muchas discusiones en torno a la anticonstitucionalidad que se atribuye a su uso, ante una mayoría de 327 votos a favor, 128 en contra y 11 abstenciones. Lo correspondiente al uso de energías renovables en el artículo 27 aún se encuentra en discusión.⁵

La ley destina a la Secretaría de Energía, en conjunto con otras entidades públicas, para fomentar el uso de las fuentes renovables y la cogeneración en las modalidades establecidas en la Ley del servicio Público de Energía Eléctrica.

Su objetivo es regular *“el uso de las fuentes de energía renovable y tecnologías limpias para generar electricidad con fines distintos de la prestación del servicio público de energía eléctrica. Establecer la estrategia nacional y los instrumentos para el financiamiento de la transición energética”*⁶

Considera como fuentes renovables a la energía eólica, radiación solar, movimiento de agua en cauces naturales o artificiales, maremotriz, maremotérmica, de las olas, de las corrientes marinas y del gradiente de concentración de sal, geotérmica, bioenergética y las que determine la Secretaría de Energía. No se incluye el uso de rellenos sanitarios que no cumplan con las normas ambientales. Le corresponde a la Secretaría de Energía la elaboración y ejecución del Programa Especial para el Aprovechamiento de las Energías Renovables, coordinar al consejo consultivo de renovables para conocer las opiniones de los sectores relacionados con las mismas. Para la elaboración del programa deberá:

- a) Promover la participación social en la planeación, aplicación y evaluación del mismo
- b) Establecer metas y objetivos concretos en el uso de energías renovables, así como las estrategias para alcanzarlos
- c) Metas de participación de las energías renovables en la generación de electricidad, esto incluye metas para los generadores y suministradores
- d) Incluir la construcción de obras de infraestructura para poder conectar estas fuentes al Sistema Eléctrico Nacional
- e) Diversificar la utilización de dichas fuentes, considerando las regiones disponibles y sus ciclos naturales, con el fin de brindar su mayor aportación a la capacidad del SEN.

⁵ <http://www.jornada.unam.mx/ultimas/2008/10/28/ratifican-en-san-lazaro-dictamen-de-ley-de-la-comision-reguladora-de-energia>

⁶ Dictamen de Energías Renovables

- f) Verificar congruencia del programa con otras planeaciones del sector energético.
- g) Fomentar proyectos con renovables en comunidades rurales que no cuenten con el servicio, se encuentren o no aisladas a las redes eléctricas
- h) Promover proyectos de usos de energías renovables a los propietarios de terrenos o de los recursos involucrados en los proyectos

De todo lo anterior, la Secretaría de Energía, evaluará los beneficios ambientales, sociales y económicos obtenidos con la realización de los proyectos. Otro de sus objetivos es buscar los medios de integración de tecnología nacional para el uso de estas fuentes, a través de políticas de financiamiento con la Secretaría de Economía.

En conjunto con la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales y la Secretaría de Salud, elaborarán una metodología para el cálculo de las externalidades asociadas al uso de las fuentes inagotables y propondrán una regulación ambiental.

La Secretaría de energía también debe verificar el cumplimiento de los compromisos adquiridos por México en el uso de fuentes inagotables y cambio climático, para el caso nacional e internacional. Establecer programas de corto, mediano y largo plazo en el Programa Especial para el Aprovechamiento de las fuentes renovables.

La Comisión Reguladora de Energía publicará normas, directivas y metodologías para regular la generación de electricidad a partir de fuentes renovables, establecer el cálculo para las contraprestaciones entre generadores y suministradores de energía (en coordinación con la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y la Secretaría de Energía). Los generadores que utilicen fuentes renovables y cuenten con su permiso de generación otorgado por la CRE, celebrarán contratos de largo plazo con los suministradores.

Verificar el cumplimiento de esta ley al solicitar al suministrador que verifique sus reglas de despacho, así como la adecuación de reglas de despacho por parte del Centro Nacional de Control de Energía. Los generadores obedecerán a lo estipulado en la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, en lo que se refiere a la conducción, transformación y entrega de energía.

También debe expedir metodologías para conocer la contribución de estas fuentes al sistema eléctrico nacional, ellas estarán basadas en información de los suministradores, investigación de institutos especializados y evidencia nacional e internacional. Se podrán establecer convenios con los estados a través de la Secretaría de Energía para promover el desarrollo industrial de la zona, facilitar el acceso a sitios con alto potencial y promover la compatibilidad de usos de suelo. Regular el uso de suelo y construcciones, considerando los intereses de los propietarios, así como simplificar los requisitos administrativos para el aprovechamiento de estas fuentes primarias.

Los proyectos con una capacidad mayor a los 2.5 MW deben asegurar: la participación de la comunidad y el desarrollo social, el pago de arrendamiento a los propietarios de los terrenos y no será menor a dos veces por año, ajustarse a la normatividad en materia de desarrollo rural, protección del medio ambiente y derechos agrarios.

La estrategia de la Transición energética se basa en crear políticas, programas y acciones para incrementar el uso de fuentes renovables y reducir la dependencia del uso de hidrocarburos como fuente primaria de energía en México. Para ello se destinarán recursos para promover el uso de tecnologías que aprovechen fuentes renovables, la eficiencia y ahorro energético. Difundir estas tecnologías en todas las actividades productivas y en el hogar, aumentar la diversificación energética. Cada año, la Secretaría de energía, actualizará la estrategia y realizará una prospectiva sobre el avance conseguido en la transición energética y el diagnóstico de las tecnologías aprovechadas.

Los recursos financieros provendrán del Ejecutivo Federal y serán actualizados cada tres años, considerando el crecimiento de la economía y el gasto programable del sector público. Se crea el Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la energía, contará con un comité técnico integrado por representantes de las secretarías, CFE, Luz y Fuerza del Centro, el Instituto Mexicano del Petróleo, el Instituto de Investigaciones Eléctricas y el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología. Ellos se encargarán de la administración, asignación y distribución de los recursos del Fondo.

4.2 Incentivos para desarrollar proyectos con energía eólica en México

En México, el uso de la energía eólica para generar electricidad ha tenido poco crecimiento debido a la falta de incentivos para su aprovechamiento. En la actualidad, existen algunos mecanismos de

promoción a la tecnología eólica como son los proyectos MDL, el Fondo Verde, el PERGE y la Ley Federal de Derechos. Sus características se describen a continuación.

4.2.1 *Proyectos bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio*

Como se estudio en el capítulo 2 de esta tesis, los proyectos MDL promueven el uso de energía eólica y energías renovables en general, pues buscan reducir la emisión de Gases de Efecto Invernadero a comparación de la emisión que se tendría utilizando otro tipo de tecnologías. El país donde son implementados se beneficia económicamente y debe comprobarse que su existencia está justificada por el mismo MDL.

En la actualidad, México cuenta con 8 proyectos de Mecanismo para un Desarrollo Limpio, que se ubican en Oaxaca y Baja California. En conjunto suman 2,264 kton/año de emisiones de CO₂ evitadas a la atmosfera. La Tabla IV.1 muestra los proyectos eólicos MDL y la etapa en la que se encuentra cada uno.

Tabla IV.1 Proyectos MDL con energía eólica en México

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

Fuente: http://www.semarnat.gob.mx/queessemarnat/politica_ambiental/cambioclimatico/Documents/MDL/eolica.html⁷

⁷ Actualizado al 27 de febrero de 2008.

4.2.2 *Fondo Verde*⁸

Es una propuesta del Gobierno Federal para la creación de un ahorro o fondo monetario destinado a enfrentar el Cambio climático y reducir y evitar las emisiones contaminantes a la atmosfera. Esta iniciativa promueve contar con un Fondo Verde que contará inicialmente con un monto de mil millones de dólares, estaría regido por Naciones Unidas a través del Banco Mundial o el Banco Interamericano de Desarrollo. Se pretende que este ahorro reciba aportaciones de todos los países involucrados y se encuentre disponible internacionalmente, de manera que los países que adquieran préstamos puedan desarrollar proyectos a cualquier escala de mitigación de emisiones medibles o certificadas.

Esta propuesta de ahorro provee de un recurso para el desarrollo de proyectos con energías limpias o renovables, de eficiencia energética, manejo de residuos, captura de metano, etc., además proviene de un país No Anexo 1, lo cual puede motivar a otras economías emergentes a un desarrollo sustentable, a la par de economías crecientes, con el uso de nuevas tecnologías y tecnologías limpias por medio de un financiamiento.

Falta agregar que el Protocolo de Kyoto no contempla todas las escalas de los proyectos y puede servir para conseguir los objetivos conjuntos de contrarrestar el cambio climático. El 25 de mayo de 2008 fue presentada esta propuesta en la reunión de ministros de Medio Ambiente en Kobe, Japón. Fue recibida con agrado por parte de los representantes de los países G-8 y G-5, se espera que el pacto con las demás economías emergentes pueda concretarse en la Conferencia de Naciones Unidas contra el Cambio Climático, en 2009, en Copenhague, Dinamarca.

4.2.3 *Programa de Energías Renovables a Gran Escala (PERGE)*⁹

Forma parte de las medidas para ejecutar los compromisos del Gobierno Federal en cuanto a promover un desarrollo sustentable y en consecuencia un fomento a la economía. El Programa de Energías Renovables a Gran Escala es conducido por la Secretaría de Energía (SENER) y tiene destinados 25 millones de dólares gestionados por el Banco Mundial provenientes del Fondo Mundial para el Medio Ambiente.

⁸ <http://www.el-universal.com.mx/notas/509405.html>

⁹ <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=195>

Sus principales líneas de acción están dirigidas a la participación de la energía eólica en la generación de electricidad. Los recursos destinados al programa servirán para crear un mapa de recurso eólico a nivel nacional, contar con herramientas de pronóstico, análisis y despacho de energía, además de un estudio de desarrollo a largo plazo de la zona del Istmo de Tehuantepec.

Hasta el momento, consiste en la inclusión de cinco proyectos de generación eolieléctrica en el Plan de expansión de la generación de CFE, a petición de la Subsecretaría de Planeación y Desarrollo Tecnológico de la SENER. Cada uno de los proyectos tendrá una capacidad de 101.4 MW y son La Venta III y Oaxaca I, II, III y IV, para desarrollarse en el período de 2007 a 2010 en la región de La Ventosa, en Oaxaca. Otorga un incentivo directo al parque La Venta III de 1.1 centavos de dólar por kW-h para los primeros cinco años de operación.

Para incrementar el uso de esta tecnología, la SENER considera la administración e impulso de incentivos del Fondo Verde de hasta 1.25 centavos de dólar/kWh¹⁰ para los primeros cinco años de operación de cada central eólica.

4.2.4 Ley de derechos

En la Ley Federal de Derechos, expedida el 31 de diciembre de 1981, en su Capítulo V, en su Apartado Único sobre Permisos en Materia de Energía Eléctrica y Gas Natural se enuncia el pago de derechos por los servicios que brinda la Comisión Reguladora de Energía.

Dentro del Artículo 56bis queda establecido lo siguiente:

“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.”

Lo anterior representa un incentivo, para la generación de electricidad a través de energías renovables que otorga el estado como trato especial a este tipo de proyectos.

¹⁰ CFE, 2008.

4.3 Evolución histórica

En esta sección se realiza un repaso de los parques eólicos que se han desarrollado en México en el período de 1994 a 2007. La descripción de cada uno de los parques contiene la ubicación de la planta, la empresa desarrolladora del proyecto, su capacidad, la modalidad de generación, el año en que entró en operación, la tecnología utilizada y los datos técnicos del parque y los relacionados con la interconexión a la red eléctrica y la operación del equipo.¹¹

Se mencionan algunos proyectos piloto como los aerogeneradores instalados en Guerrero Negro, Cementos Apasco, San Juanico y Puerto Alcatraz pues forman parte de los antecedentes que tuvo el uso de la tecnología eólica en México, aún cuando en la actualidad, ninguno de estos proyectos se encuentra en operación.

4.3.1 La Venta I¹²

Es el primer parque eólico piloto promovido por la CFE para proyectos a gran escala y conectado al sistema eléctrico nacional. Se localiza en La Venta, Oaxaca, al noroeste de Juchitán, en la zona del Istmo de Tehuantepec.

Este proyecto inició con la apertura de licitación internacional, a finales de 1993, para la construcción y puesta en operación de un parque eólico en Oaxaca, con una capacidad de 1.5MW, con los requerimientos técnicos incluidos en dicha licitación. Entec S. A. de C. V. fue la compañía ganadora de la licitación, al ofrecer el menor costo de generación, quien a su vez contrató a Vestas, empresa líder en tecnología eólica. Fue construida bajo la modalidad “llave en mano”, en la que la compañía realiza el diseño del parque eólico, suministra equipo y realiza la construcción para después entregar el proyecto funcional a la CFE, con garantía de un año que incluye refacciones y mantenimiento de la central.

Empezó su construcción en enero de 1994 y en julio del mismo año entró en operación. La inversión unitaria fue de 1357 dólares/kW y un costo nivelado de generación de 0.043 dólares/kW. Cuenta con siete aerogeneradores V-27 de 225kW con velocidad de viento de 15m/s, rotor de 27m y torres tubulares de 30m de altura. Son del tipo viento arriba, orientación activa y regulación de

¹¹ Se descarta de estas descripciones el aerogenerador de 250kW Mitsubishi, instalado en 1985, en Guerrero Negro, por falta de datos técnicos al respecto.

¹² Basado en Velázquez, 2001.

velocidad por control de ángulo de paso de las aspas. La configuración del parque es en línea con separación de 60m entre cada aerogenerador. Se encuentran agrupados en un grupo de tres aerogeneradores y dos grupos de dos, conectados cada grupo a un transformador elevador de 480V/13.2kV. El parque se interconecta al Sistema Eléctrico Nacional con una línea de 13.2kV, correspondiente al voltaje de distribución para el Área Oriental.

La generación de la central empieza cuando la velocidad del viento es de 4m/s y se va incrementando, la potencia nominal se presenta con velocidades entre 15 y 25m/s, en esta última se detiene la máquina por razones de seguridad. Reportó un factor de planta del 50% el primer año y de 40%, en promedio, para los diez años posteriores a su construcción.(Cadenas et al, 2007.)

Los resultados obtenidos de la puesta en marcha de La Venta I han sido muy productivos. En primer lugar, sirvió para caracterizar el potencial eólico del Istmo de Tehuantepec, en el que se destacan vientos promedio de 20m/s en otoño e invierno, vientos débiles de abril a junio, repunte en julio y descenso en agosto y septiembre. Los años de operación han permitido obtener una media de velocidad anual de 9m/s a 30m de altura, con una frecuencia en el tiempo del 70% y una dirección dominante del NNW y NNE. Por lo que los aerogeneradores que sean colocados en el Istmo deben cumplir con los requerimientos de la Clase I o Especial. (Cadenas et al, 2007.)

La caracterización del recurso eólico en esta zona ha permitido promover la construcción de nuevas centrales eólicas, además de ser catalogado como uno de los mejores sitios con potencial de viento a nivel mundial. Prueba de dicha fuerza son los accidentes ocurridos durante su construcción, en la que algunos aerogeneradores fueron literalmente doblados por el viento. También, sirvió para comprobar que la generación eoloelectrónica puede integrarse al sistema eléctrico nacional sin desestabilizarlo, debido a que incluyen capacitores que brindan los reactivos necesarios para los generadores de inducción.

4.3.2 Guerrero Negro

Planta eoloelectrónica piloto, ubicada en Guerrero Negro, Baja California Sur. Por ser una zona de amortiguamiento de la reserva de la biósfera del Desierto del Vizcaino, se buscó no utilizar tecnologías a base de combustibles fósiles y se decidió utilizar el potencial de las fuentes renovables de la región. El proyecto inicio con la licitación pública internacional, convocada por la CFE, en septiembre de 1997, mediante su Unidad de Nuevas Fuentes de Energía para la instalación,

suministro de equipo y operación de una aereoturbina de 600kW. El proyecto fue realizado bajo la modalidad de “llave en mano”, la obra civil se contrató por separado.

La ganadora de la licitación fue la empresa Gamesa Eólica, que ofreció un aerogenerador V-44, de tres aspas, diámetro de 44m y torre tubular de 50m y control de potencia de paso variable. El aerogenerador se conectó a un transformador elevador de 480V/34.5kV y éste a su vez a la red eléctrica local de 34.5kV. La operación era en paralelo con una central diesel de 16MW que abastece de energía a la zona. Entró en operación en diciembre de 1998.

En esta zona se tiene una velocidad promedio anual del viento de 7.7m/s a 40.5m de altura. Este tipo de aerogenerador empieza a producir electricidad con vientos de 5m/s, alcanza su potencia nominal a una velocidad mayor o igual a 17m/s y se detiene a velocidades mayores a 20m/s. Registró un factor de planta promedio de 24% y otorgaba 5% de la energía consumida total en Guerrero Negro. Este aerogenerador salió de operación, debido a problemas técnicos

4.3.3 Puerto Alcatraz¹³

Planta híbrida eólica solar fotovoltaica localizada en Puerto Alcatraz, en la isla Santa Margarita, Baja California Sur. Formó parte de las acciones para electrificar poblados aislados, de la Unidad de Nuevas Fuentes de Energía de la CFE. Se trata de un proyecto experimental para abastecer de electricidad a 30 usuarios, inicialmente, por medio de un sistema eólico-solar-diesel. Su capacidad es de 77.3kW formada por 3 aerogeneradores de 5kW cada uno, 2.30kW en dos arreglos fotovoltaicos, una máquina diesel de 60kW y 200kWh de un banco de baterías, además de un inversor de 15kW con factor de potencia de 0.9. Inició operaciones en julio de 1997.

Su operación se dividió en dos etapas: la primera utilizaría las fuentes renovables para servicios públicos, conformados en dos circuitos de 120VCA, instalados por separado en la red trifásica ya existente. La unidad diesel alimentaría los servicios domiciliarios en el momento que los pobladores arrancaran la unidad. En la segunda etapa se agregó un convertidor trifásico que añade automáticamente otra unidad diesel para tener servicio eléctrico continuo.

La operación era de forma alternada dependiendo de la disposición de sol y viento que existe durante el día, el banco de baterías se activa si no existen fuentes renovables disponibles y el

¹³ Ídem.

generador diesel entra en operación como última opción y cuando los otros sistemas no pueden satisfacer la demanda. El suministro a los usuarios se realiza por medio del inversor.

Reportes de Comisión Federal de Electricidad indicaron una aportación de aproximadamente el 35% de fuentes renovables a la planta híbrida. Es, además, un ejemplo de generación distribuida que puede implementarse en otras zonas rurales, donde se cuente con recursos eólicos o solares, para abastecerlos de electricidad.

4.3.4 San Juanico¹⁴

Planta eólica-fotovoltaica-diesel, ubicada en Comondú, Baja California Sur. Debido a la falta de un servicio eléctrico adecuado en esta comunidad rural, el gobierno estatal y municipal, la CFE, *Arizona Public Service*, *Niagara Mohawk Power Corp*, *US Department of Energy* y la *Agency for International Development* decidieron construir una planta híbrida en San Juanico.

Fue diseñada por Mathai y construida en 1997. Tiene una capacidad de generación de 197kW y abastece a toda la región durante todo el día. Cuenta con 10 aerogeneradores Bergey 10kW BWC EXEL-R, control de voltaje BWC-10, de 10kW cada uno, tres aspas, diámetro de rotor de 7m y torres de 37m de altura. 60 módulos fotovoltaicos que suman 17kW y un motorgenerador diesel de 80kW. También cuenta con un banco de baterías que almacena la energía excedente eólica o solar, y funciona cuando estas no son suficientes. Estos equipos están conectados a un inversor que convierte los 240V de directa que entregan a componente alterna de la misma tensión. Este, a su vez, está conectado a un transformador elevador de 240V/13.2kV.

La operación la realizan los pobladores del lugar. La mayor parte de la energía generada es por fuentes renovables ya que su costo de generación es menor que con el motogenerador.

4.3.5 Cementos Apasco

Localizado en Ramos Arizpe, Coahuila, en la planta de la compañía cementera Apasco. Se trata de un aerogenerador Z-40 de *Zond Energy Systems* de 500kW, operado, al principio, bajo la modalidad de Autoabastecimiento. Se puso en operación en mayo de 1997.

¹⁴ *Ibíd*em,

Al inicio estuvo interconectado a una línea de 38kV de CFE y posteriormente se conectó a una carga que opera a 440V. A pesar de que el recurso eólico es bajo en la zona, después de un tiempo de prueba, de que disminuya el costo de esta tecnología y de sus resultados técnico- económicos, la cementera verá la posibilidad de construir un parque eólico para diversificar su tecnología. Este aerogenerador se quemó debido a problemas técnicos y salió de operación en 2001.

4.3.6 La Venta II¹⁵

Se localiza en la parte sur del Istmo de Tehuantepec, al norte del ejido La Venta, en Juchitán de Zaragoza, Oaxaca. Es el primer parque eólico a gran escala en México, fue construido bajo el esquema de Obra Pública Financiada y forma parte de los proyectos del Plan de Expansión de la Comisión Federal de Electricidad. Es además un proyecto de Mecanismo de Desarrollo Limpio en la categoría de Generación de energía renovable para verterla a la red, promovido por la CFE y el Fondo Español de Carbono, gestionado por el Banco Mundial o Banco Internacional para la Reconstrucción y el Desarrollo.

El encargado de construir, suministrar equipo y poner en operación el parque es Gamesa-Iberinco, quien además dará mantenimiento los tres primeros años de garantía, posterior a esto brindará manuales de operación y mantenimiento al propietario. La construcción se realizó en 16 meses y entró en operación en enero de 2007.

Su capacidad de generación es de 83.3MW distribuida en 98 aerogeneradores Clase I de 850kW de potencia, instalados en torres tubulares de acero de 44m de altura y 52m de diámetro de rotor, control de potencia y un sistema de orientación activo para que el rotor siga siempre la dirección del viento. Su voltaje de generación es de 690V y cada uno se conecta a un transformador elevador de 690V/34.5kV del tipo encapsulado e instalados dentro de la torre. El rotor se conecta al generador eléctrico mediante una caja multiplicadora, el generador eléctrico de inducción tiene una velocidad variable de 900 a 1450 rpm.

La configuración del parque son 4 filas separadas por casi 600m (10 veces el diámetro del rotor) entre una y otra, la separación entre unidades es de 2.5 diámetros (130m), dispuestos en una superficie de 900ha. El área efectiva que ocupa la central eólica es del 2 al 3% del total del terreno, por lo que no afecta las actividades realizadas antes de su construcción. El parque se divide en 5

¹⁵ Basado en Cadenas et al, 2007. y CDM PDD, 2006.

circuitos colectores de media tensión, 20MW cada uno. La conexión es subterránea y se realizó con 40km de cables monopolares, aislamiento XLP que entregan la energía de todos los aerogeneradores a un tablero de media tensión Metal Clad. El tablero es de doble barra, tiene celdas modulares aisladas en gas SF6 y equipo de interrupción, control y medición; la energía recolectada en el tablero se envía a la subestación principal.

En la subestación se eleva el voltaje de 34.5kV a 230kV, cuenta con 4 transformadores monofásicos (tres en operación y uno de reserva), aislados en aceite, con sistema de protección eléctrica, contra explosiones e incendios y de monitoreo. La electricidad transformada en la subestación principal se envía a través de una línea de transmisión de doble circuito a la Subestación Juchitán II, en donde se conecta al Sistema Eléctrico Nacional.

Los sistemas que integran la central son monitoreados, supervisados y controlados a nivel local y remoto desde estaciones de supervisión, además del Centro Nacional de Control de la Energía de CFE.

La generación de electricidad comienza cuando la velocidad del viento es de 4m/s, la potencia nominal se alcanza a velocidades mayores o igual a 15m/s y para una velocidad de 25m/s la máquina se detiene por razones de seguridad. Hasta julio de 2007 se reportó un factor de planta promedio de 29.6% debido a los ajustes para entrar en operación. Se estima que tiene una generación eléctrica de 307,728MWh/año y que evitará emisiones por 192,545 tCO_{2e} al año.

4.3.7 La Venta III¹⁶

El 27 de febrero de 2007 se abrió la convocatoria para la construcción de La Venta III, que contenía los requisitos indispensables con los que deberán cumplir las compañías interesadas en la licitación de este parque eólico. Será la primera planta eoloeléctrica construida bajo el esquema de Productor Externo de Energía, en el cual el ganador de la licitación es el propietario de la planta, se encarga de diseñar, construir y operarla, pero debe entregar toda la energía generada a la CFE. Contará con 101.4MW de capacidad de generación y aerogeneradores con potencia de 1 a 2.5MW, Clase I o superior.

El sitio se encuentra en el Ejido Santo Domingo Ingenio, en Santo Domingo Ingenio, Oaxaca. Abarca una superficie de 900ha. La CFE ha realizado los contratos de usufructo, por dos

¹⁶ Basado en Ramos, A., 2008.

años de las 123 parcelas que abarca el proyecto, así como los derechos de paso para la línea de transmisión que entregará al licitante ganador. Esta gestión se ha llevado año y medio. Los contratos de usufructo por 20 años lo realiza BANOBRAS con los dueños de las parcelas.

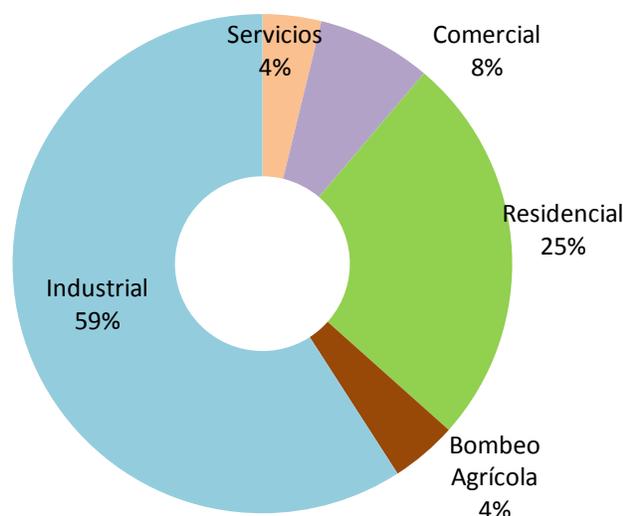
Cuenta con un presupuesto de 144.767 millones de dólares y una donación de 20.4 millones de dólares del Banco mundial como incentivos, de manera que los primeros cinco años tendrá 1.1 centavos de dólar por cada kWh facturado a la CFE. Adicional al pago mensual de la CFE del Precio Contractual Unitario (PCU) por kWh durante la vigencia del contrato. Se prevé que entrará en operación en mayo de 2009.

4.4 Situación actual del sistema de generación en México

4.4.1 Consumo de electricidad

El consumo nacional de energía, en 2007, fue de 203638GWh, con un crecimiento del 3.1% respecto al año anterior. Está integrado por las ventas internas de energía o generación del servicio público, incluidos los PIEs y el consumo autoabastecido.

El consumo interno de energía para 2007 fue de 180,469GWh y se compone por los sectores: industrial, residencial, comercial, servicios y bombeo agrícola. En 2007, el sector con mayor consumo registrado fue el industrial con 106,633GWh, que representa el 59.1% del total, seguido del sector residencial, comercial, bombeo agrícola y de servicios. La figura IV.3 muestra la distribución del consumo interno de energía por sector.



Fuente: SENER, 2008.

Figura IV.3 Composición de la demanda de energía eléctrica para el servicio público en 2007.

Generalmente el consumo de energía eléctrica está correlacionado con el PIB, aunque no siempre un aumento del consumo significa un crecimiento del PIB. Por ejemplo, en 2007, el PIB tuvo un crecimiento del 3.9% que es mayor al crecimiento del consumo de energía, sin embargo, es importante esta relación para poder realizar una predicción de la demanda de energía a futuro.

4.4.2 Oferta de energía

a) Capacidad instalada

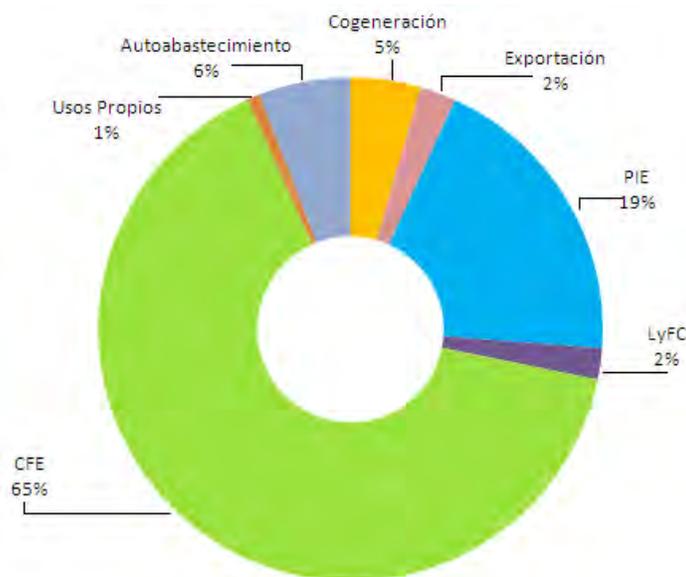
La Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza del Centro (LyFC) son las empresas públicas nacionales encargadas de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Los productores privados que generan electricidad bajo las modalidades de pequeña producción, autoabastecimiento, productor independiente y cogeneración están obligados a vender el total de la electricidad generada (productor independiente) o bien los excedentes de electricidad generada a la CFE o a LyFC.

La capacidad de generación del sector eléctrico en México, reportado en 2007, fue de 59,008MW¹⁷, incluyendo la exportación. El 65.1% de esta capacidad le corresponde a CFE, el

¹⁷ SENER, 2008.

19.4% a los productores independientes, el 2% a Luz y Fuerza del Centro y el 13.5% a las otras modalidades de generación eléctrica vigentes.

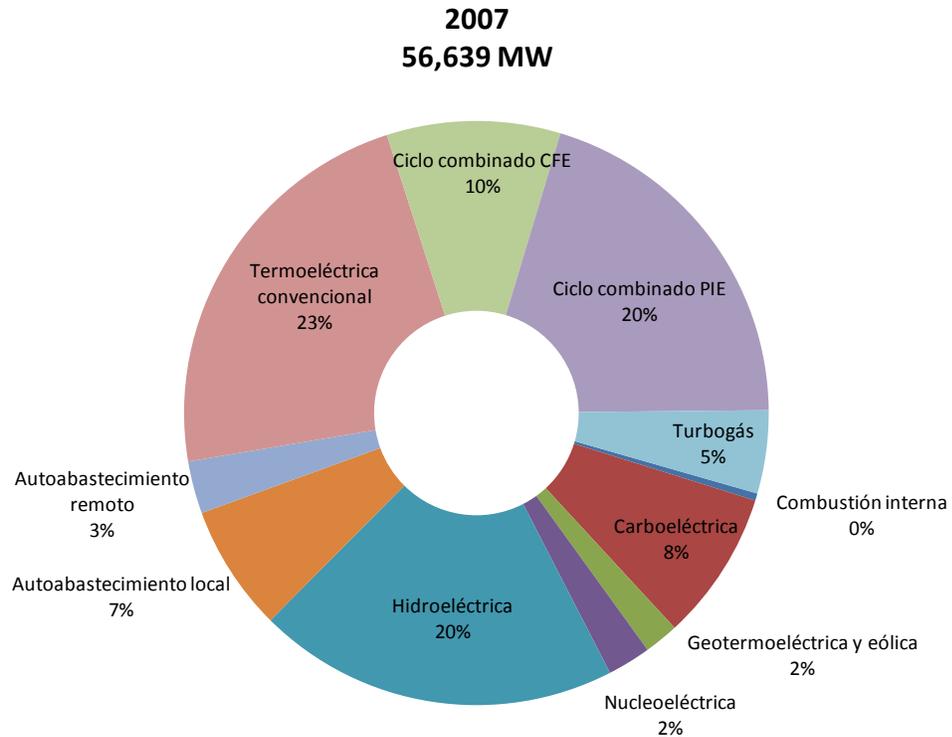
La Figura IV.4 muestra la distribución de los participantes en la generación de electricidad en sus diferentes modalidades para suministradores particulares y públicos.



Fuente: SENER, 2008.

Figura IV.4 Distribución de los participantes en la generación de electricidad.

Al cierre de 2007, la composición de la capacidad instalada del sistema eléctrico nacional tuvo la distribución por tipo de tecnología que muestra la Figura IV.5. La capacidad eoloeléctrica instalada en la actualidad es de 85 MW y representa el 0.15% de la contribución para la capacidad de generación eléctrica total. Así mismo, en la Tabla IV.2 y la Figura IV.6 se muestran los proyectos que forman parte de la evolución de la capacidad instalada con tecnología eólica en el país.



Fuente: CFE, 2008.

Figura IV.5 Participación de la capacidad eléctrica instalada por tecnología y modalidad, 2007.

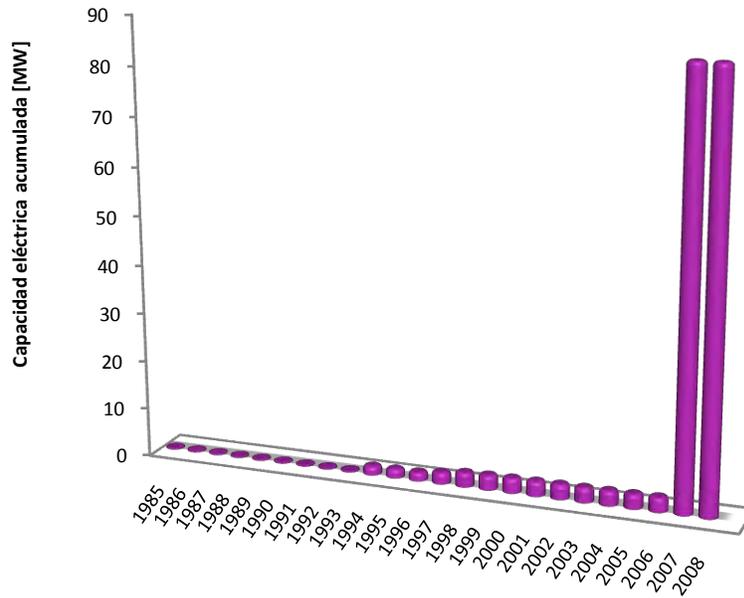
Tabla IV.2 Evolución histórica de la capacidad eoloeléctrica instalada en México¹⁸

Permisionario	Año	Capacidad [MW]	Ubicación
La Venta I	1994	1.5	Oaxaca
Guerrero Negro	1997	0.600	B. C. S.
Puerto Alcatraz	1997	0.015	B. C. S.
San Juanico	1997	0.1	B. C. S.
La Venta II	2007	83.3	Oaxaca

Fuente: Elaboración propia a partir de Velázquez, 2001. y Cadenas et al, 2007.

¹⁸ Los parques eólicos Eurus (250MW a cargo de Acciona) y Parques Ecológicos (94 aerogeneradores con un total de 80MW a cargo de Iberdrola) inaugurados el pasado 22 de enero de 2009, no se incluyeron en la evolución de la capacidad instalada debido a que aún no se encuentran operando al 100% de su capacidad sino hasta el tercer trimestre de este año.

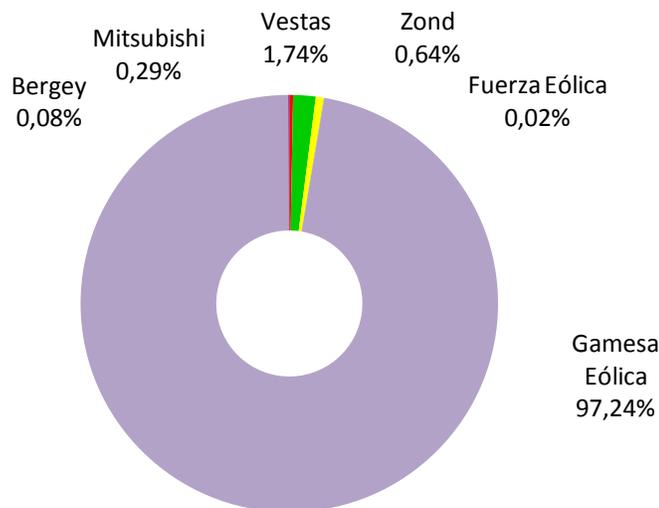
(http://www.oficinascomerciales.es/icex/cda/controller/pageOfecomes/0,5310,5280449_5282927_5284940_4182119_MX,00.html)



Fuente: Elaboración propia a partir de Velázquez, 2001. y Cadenas et al, 2007.

Figura IV.6 Evolución de la capacidad eoloeléctrica instalada en México

Los fabricantes participantes en la capacidad eoloeléctrica acumulada se muestran en la Figura IV.7. Debe destacarse que en cuanto a los participantes en la generación eoloeléctrica, el mayor jugador, hasta 2007, es la CFE al ser propietario de La Venta y La Venta II, sin embargo, debe tenerse en cuenta la próxima inclusión de proyectos eólicos pertenecientes a productores particulares que supera en mucho la contribución de CFE.



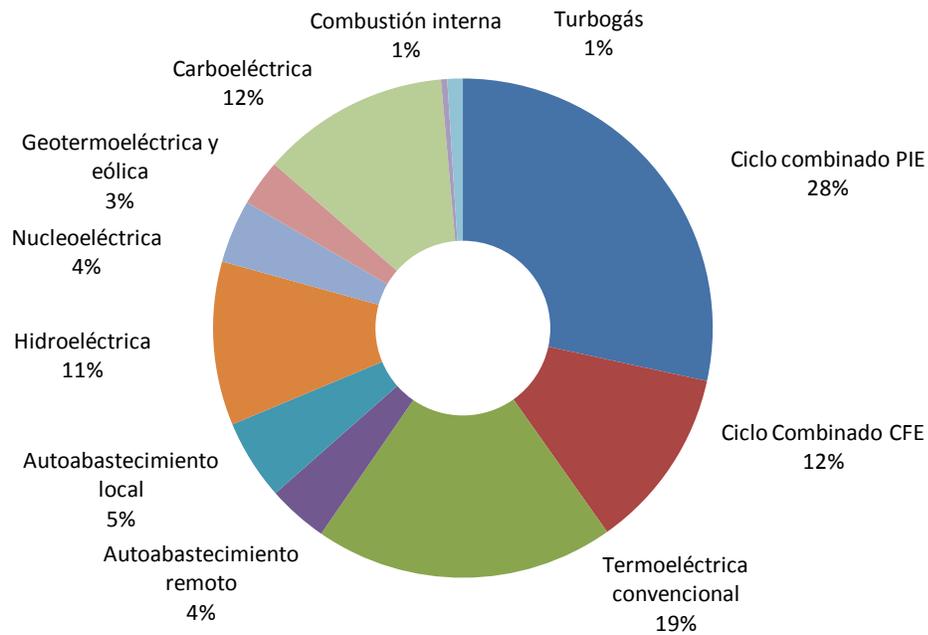
Fuente: La Autora a partir de Velazquez, 2001., Cadenas et al, 2007.

Figura IV.7 Principales fabricantes participantes en la generación eoloeléctrica en México.

b) Generación bruta

La generación de electricidad reportada en 2007 fue de 263,386GWh, con aportaciones del 60,7% de CFE y LyFC, 27.6% de Productores Independientes de Energía (PIE), 4.6% de autoabastecimiento, 4.4% de cogeneración, 2.4% de exportación y 0.4% para usos propios. (SENER, 2008.)

Al servicio público le correspondió una generación de 232,552GWh con un crecimiento del 3.3% respecto al año anterior. La generación eoloeléctrica presentó el crecimiento más grande en 2007 con 248GWh, respecto a los 45GWh generados en 2006, sin embargo, debe destacarse que esto se debió al ingreso de capacidad instalada de la Venta II, al entrar en operación en febrero de 2007. La tecnología con mayor dinamismo fue la de Ciclo Combinado, con un aumento de 11,610GWh. La Figura IV.8 ilustra la participación de cada tecnología en la generación de electricidad bruta para el servicio público.

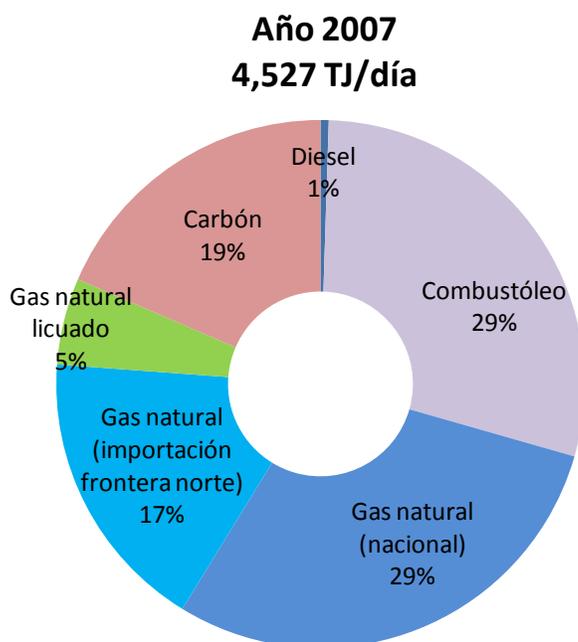


Fuente: CFE, 2008(b).

Figura IV.8 Participación por tecnología en la generación bruta del servicio público en 2007.

c) Consumo de combustibles

El consumo de combustibles fósiles reportado para finales de 2007, fue de 4,527TJ/día, con una participación del 52% del gas natural, seguido del combustóleo con 28.9% y el carbón con 18.5%. Esta distribución se corresponde con el aumento de centrales de ciclo combinado. La Figura IV.9 ilustra el consumo de combustibles reportado en 2007. Mientras que la Tabla IV.3 incluye el consumo de energía primaria, para generar electricidad en el mismo año. (SENER, 2007. y SENER, 2008.)



Fuente: SENER, 2008.

Figura IV.9 Consumo de combustibles para la generación de electricidad en 2007.

Tabla IV.3 Consumo de combustibles para la generar electricidad en el servicio público, 2007.

Combustible o energía primaria	Consumo 2007 [PJ]
Combustóleo	451,5633814
Gas natural	918,7561
Diesel	7,68163311
Carbón	285,2535
Agua	268,182
Vapor endógeno	73,427
Aire	2,459
Uranio	114,486

Fuente: SENER, 2007. y SENER, 2008.

Conclusiones

En este capítulo se estudiaron las principales leyes que rigen el sector eléctrico, así como la Ley de Aprovechamiento de Energías Renovables y Transferencia Energética recientemente aprobada. El estudio de estas leyes dio como resultado el entendimiento de los principales jugadores en la producción de electricidad y el papel que a cada uno de ellos les corresponde según su modalidad de producción. Al estudiar la ley de renovables se notó que aún existen obstáculos y lineamientos que pulir para tener en efecto una ley útil para el uso de estas fuentes, como es la concreción de metas de participación establecidas en la misma, como se ha hecho en otros países.

El estudio de los proyectos eólicos que se han realizado en el país sirve para conocer los antecedentes del uso de esta tecnología, así como los motivos que llevaron tanto a iniciarlos como a, en muchos casos, concluirlos. En general se pudo observar que la mayoría de ellos fueron proyectos pilotos que buscaban conocer el comportamiento del recurso eólico en la zona o bien, abastecer de electricidad a zonas marginadas que no reportaban una fuerte cantidad de energía como para ser interconectadas a la red, además de que, obviamente, se tenía recurso eólico disponible.

Los proyectos eólicos que iniciaron la transición de pequeña a gran escala son, sin duda, los parques eolieléctricos La Venta I y la Venta II, que además han reportado información importante para caracterizar el viento en la zona del istmo. La inclusión de la Venta II, reportó el mayor incremento en la aportación a la generación bruta en 2008.

La situación actual del sector eléctrico en México brinda un panorama global de donde se desarrolla la tecnología eolieléctrica y su impacto en el mismo. A la fecha, la contribución de este tipo de centrales es del 0.15% del total de la capacidad eléctrica instalada en el servicio público. Esto significa que su presencia es mínima y aún quedan muchos retos por abatir si se desea fomentar y diversificar el parque de generación mexicano, además de contribuir en la generación de energía limpia, como un compromiso con el futuro.

En el siguiente capítulo se abordará la situación de la energía eólica en el año 2030, en México, a través de la creación de una prospectiva. Los detalles sobre esta se estudian a continuación.

Capítulo 5

Prospectivas para generar electricidad a partir de energía eólica en México al año 2030.

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

5. Prospectivas para generar electricidad a partir de energía eólica en México al año 2030.

Introducción

En este capítulo se estudiará la manera como se realiza un estudio de prospectiva y la importancia que este tiene en el estudio del futuro, en la construcción del futuro. Posteriormente, se estudiarán las prospectivas actuales para el sector eléctrico en México, con el fin de tener un panorama del desarrollo esperado de cada una de las tecnologías que integran el parque de generación, tanto en capacidad instalada, generación bruta y consumo de combustibles.

Dichos estudios servirán, además, para poder continuar una estimación del crecimiento del sector eléctrico y principalmente de la tecnología eoloeléctrica y poder construir los escenarios que muestren la situación de dicha tecnología en el año 2030.

Aunados a los estudios prospectivos oficiales sobre el sector eléctrico, se realiza un estudio de la situación actual de la energía eólica en México, esto incluye el potencial eólico estimado hasta la fecha, los proyectos eólicos actuales y futuros y el procedimiento que ellos han seguido para concretarse o comprometerse.

La última parte de este capítulo contiene la descripción de la metodología empleada para la realización de esta prospectiva, consta de tres escenarios definidos por el porcentaje de participación de la energía eólica en la capacidad instalada total. Al final se muestran los resultados obtenidos en cada escenario y el impacto de los mismos en el consumo de combustibles y las emisiones contaminantes.

5.1 Diseño de prospectivas para construir escenarios a futuro

5.1.1 El estudio del Futuro

El interés por el futuro ha estado presente desde la antigüedad, sin embargo, su conocimiento se planteaba como un acto adivinatorio: los oráculos como el de Delfos en la antigua Grecia o las aportaciones de los historiadores sobre la visión que tenían sobre el futuro las antiguas culturas. Puede decirse que Platón inicia la tradición utópica con *La República*, en la que plantea la posibilidad de una sociedad ideal y puede considerarse un antecedente de la planeación del futuro.

Las siguientes aproximaciones al futuro fueron apocalípticas, explican el porvenir como una dualidad entre este mundo y el próximo además de tener un desapego con los actos terrenales, también existen explicaciones teológicas en las que el futuro se percibe como un designio del universo y de Dios. Por último está la aproximación profética, en la cual se dice que el futuro es responsabilidad del ser humano y por ello puede tener muchas posibilidades.

Las representaciones del futuro como porvenir se expresan mediante la utopía, como la de Platón o bien de obras de ciencia ficción, y se fundamentan en el curso normal que hasta la fecha han tenido las cosas.

Cuando el futuro se expresa como el devenir se realiza mediante una prospectiva o futurología. En la antigüedad, el futuro siempre fue representado como un destino o algo determinado que no podía modificarse o diseñarse, sino sólo conocerse, sin embargo, el estudio prospectivo o futurología permite entenderlo como algo modificable o construible.

El futuro se ha estudiado principalmente con seis enfoques:¹

- 1. Las proyecciones.** Utilizan métodos matemáticos, estadísticos y cualitativos con datos y eventos del presente y del pasado para generar la tendencia de estos en el futuro. Se basa en la trayectoria de un evento con alternativas deseables e indeseables, su presentación del futuro es la prolongación de esta trayectoria, es decir, la continuidad del presente y del pasado.

¹ Basado en Miklos et al, 1991.

2. **Las predicciones.** Enuncian el futuro a través de sentencias irrefutables. Se basan en teorías deterministas y pretenden dar exactitud en su presentación del futuro. Utilizan la lógica científica, el conocimiento y el sentido común. Su objetivo es desentrañar el porvenir, los tipos de predicción pueden ser mágicos, intuitivos (basados en la experiencia) y racionales (buscan eliminar las contradicciones).
3. **La previsión.** Busca resolver problemas que pudieran suceder en el futuro con acciones inmediatas, es decir, en el corto plazo. Intenta descubrir un futuro probable, se manifiesta mediante la adivinación, la profecía, la utopía y la ciencia ficción.
4. **Los pronósticos.** Presentan el futuro como resultado de una serie de inferencias alrededor de un problema, éstas pueden ser las soluciones o formas que tomaría dicho problema. Se refiere al desarrollo de eventos futuros generalmente probables.
5. **La perspectiva.** Plantea el futuro como una continuidad de la situación presente, generalmente se considera a corto plazo y sirve para tomar decisiones prontas sobre eventos que pudieran ocurrir en este lapso. Debido a que sus decisiones son para el corto plazo no deben considerarse para previsiones mayores en las que existen muchos eventos que pueden modificar el curso de las cosas.
6. **La prospectiva.** Concentra su atención en el porvenir. Parte del futuro porque no pretende adivinarlo sino construirlo, para ello hace una selección de todos aquellos futuros deseables y posibles que pudieran presentarse. Sirve para tomar decisiones a largo plazo, considerando todos los factores involucrados que pudieran ocurrir.

5.1.2 Definición de prospectiva

La prospectiva es la construcción del futuro o de las alternativas futuras a un problema dado. Sus características principales es que prefiere el todo por encima de las partes (visión holística), se realiza en el largo plazo (visión teleológica) y produce cambios estratégicos (trascendental). (Miklos et al, 1991.)

Esta metodología para conocer el futuro hace uso de técnicas matemáticas, de aspectos cualitativos y de la experiencia de los propios investigadores que la realizan, requiere imaginación y creatividad pero guiadas con un método, es decir, es de naturaleza artística y científica. Su actitud hacia el

futuro es activa y no adaptativa, dado que para el hombre, el futuro se encuentra en la incertidumbre le permite acercarse a él a través de concretar sus deseos y le brinda la libertad y voluntad para realizarlos. Aunque se trata de un método a largo plazo, utiliza el futuro cercano para irse aproximando a su construcción final.

5.1.3 Propósito de una prospectiva

El propósito de realizar una prospectiva, plantea las siguientes tareas:

- Identificar y analizar alternativas futuras
- Caracterizar el grado de incertidumbre correspondiente a cada alternativa futura
- Identificar áreas clave precursoras de futuros particulares
- Revisar implicaciones que generarán las posibilidades planteadas
- Comprender los procesos de cambio.
- Concretar y conocer nuestras preferencias.

5.1.4 Elementos para construir una prospectiva²

La manera de visualizar el futuro es a través de la creación de escenarios y son éstos quienes construyen la prospectiva.

5.1.4.1 Escenario.

Como en una obra teatral: crea expectativas. Es una forma de visualizar el mundo y una promesa del futuro a través del cual se interpretan las acciones presentes y pasadas. Son las alternativas o futuros alternos que se pueden crear a partir de hipótesis que se hacen sobre el desarrollo de un problema.

a) Cómo desarrollar escenarios

Es necesario crear varios escenarios posibles que respondan a los cambios que plantea la hipótesis sobre un problema y ver su respuesta. Las modificaciones a esta hipótesis se realizan por medio de variables, elegidas con el fin de ver sólo aquellos aspectos que interesan conocer a futuro.

² Basado en Garduño R., 2004.

La elección de variables es el proceso más importante en la construcción de escenarios. Las posibilidades o futuros alternativos están determinados por los valores que se asignan a estas.

Si la variable toma dos, tres o más valores estos son el número de escenarios posibles. Si se tienen más variables, los escenarios posibles son la multiplicación del número de valores que toma cada variable por el número de variables.

Se aconseja nombrarla de forma intuitiva o evocativa a los escenarios, para describirlos fácilmente. No se sugiere generar más de 16 escenarios para evitar confusión en las características de ellos.

b) **Variables.**

Deben seleccionarse aquellas que resulten características importantes del futuro deseado o que influyen en el problema y dependen lo menos posible una de otra. También pueden elegirse a través del Análisis Estructural, que utiliza una escala arbitraria y matrices, para indicar las variables de mayor influencia y de menor interdependencia. Ellas se conocen como **variables estructuradoras**.

Si la prospectiva no tiene variables estructuradoras o de mayor importancia los futuros estarán desvinculados y los escenarios serán triviales o no se podrá medir nada en ellos.

c) ***Tipos de escenarios.***

- Tendenciales. Se generan de métodos matemáticos o de la experiencia pasada. Son la respuesta a un problema si el estado de las cosas permanece igual o no cambia drásticamente. Son útiles pero insuficientes porque no incluyen la incertidumbre inherente al porvenir.
- Posibles o factibles. Aquellos que pueden ocurrir en el futuro, se generan a partir de las restricciones de que algo suceda según lo dicta la experiencia.
 - Probables. Los que tienen más probabilidad de ocurrir de acuerdo a las hipótesis.
 - Deseables. Aquello que se quiere que suceda. Parten de la idea de que se diseña el futuro con acciones en el presente.

Una vez que se tiene en mente el escenario deseable más los escenarios probables pueden tomarse decisiones antes de que suceda, es decir: planear.

5.1.4.2 Escenarios deseables.

Debe considerarse todo aquello que se quiere e ignorar si puede o no realizarse. No debe pensarse en lo posible. Cuando estos sean determinados por un grupo de personas debe hacerse un consenso de los futuros deseados a elegir, las restricciones sobre este tipo de escenarios sólo las pone la pregunta sobre el problema o futuro a examinar y no deben darse explicaciones sobre su posibilidad.

- Selección. Se debe a que no todos tienen los mismos objetivos y no deben generarse conflictos en los futuros deseables. Se recomienda que esta se reduzca a 3 escenarios deseables que más importancia tengan.

5.1.4.3 Escenarios posibles.

Una vez planteados los futuros deseables se inicia la construcción de los escenarios posibles y probables. Las variables que los forman son las variables estructuradoras y son los aspectos de mayor atención sobre los que se realizarán las hipótesis.

También se eligen aquellas variables que influyen en los futuros deseables y se enlistan todas con los valores que pueden tomar. Pueden elegirse tres variables estructuradoras con sus respectivos valores posibles hasta agotar su posibilidad de ocurrencia.

En esta etapa se pueden seleccionar los escenarios y ponerles un nombre corto, se eliminarán aquellos que no son factibles. Con esto termina la elaboración de escenarios posibles.

5.1.4.4 Análisis retrospectivo.

En esta etapa se analiza cómo fue que el problema en estudio llegó a su estado actual, qué factores influyeron en el pasado. Los factores serán las variables estructuradoras del pasado, se analizará el éxito o fracaso debido a ellas. No se puede evaluar la situación pasada, sino sólo conocer los procesos anteriores al presente.

En este punto también se requiere la opinión de los conocedores del problema en el pasado.

5.1.4.5 Hipótesis y escenarios probables

Los escenarios posibles que se eligieron deben someterse a la pregunta: ¿qué tan probable es que este futuro suceda? Pueden asignarse valores numéricos a las probabilidades y mediante consenso elegir a los escenarios más probables.

Debe ponerse mucha atención en la selección de estos escenarios para evitar una lista de deseos por lograr sin ningún sustento práctico.

En este punto debe imaginarse todo lo que nunca ha ocurrido inclusive lo inimaginable, ser creativo ayudará a considerar las posibilidades de sucesos que ocurrirían y aún no se han contemplado, como los cambios en el entorno o la modificación en las hipótesis que condujeron a los escenarios probables.

5.1.4.6 Redacción

Es el desarrollo de la prospectiva, desde la metodología que se utilizó para desarrollarla hasta la creación de los escenarios que permiten visualizarla. Incluirá:

- Una breve descripción del proceso metodológico
- El origen de las variables consideradas
- Descripción de las variables estructuradoras
- Descripción histórica de las variables estructuradoras y de los responsables de su dinámica.
- Presentación de los escenarios, con nombre y características principales, comportamiento de las variables en cada escenario, implicaciones para el sistema u objetivos.

5.1.4.7 Futuros deseables y probables

Para el proceso de planeación se eligen los futuros que sean tanto posibles como deseables, de ellos partirán los objetivos, metas y acciones para alcanzarlos. Si los futuros deseables no se conjugan

con lo probable se revisan nuevamente para buscar ideas que no se habían considerado y ver si estos pueden ser posibles. Si esto no ocurre deben replantearse los futuros deseables para acercarse a lo probable.

Sólo teniendo esta coincidencia puede iniciarse la planeación. En este punto la prospectiva tiene solidez pues se aclaran los deseos, los futuros posibles y las acciones que se requieren tomar para llevarla a cabo.

5.2 Expansión del sistema de generación en México al año 2030: estudios actuales

5.2.1 Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017³

La Prospectiva del Sector Eléctrico es un estudio de la situación futura del sector eléctrico que se realiza cada año. Es un trabajo conjunto de la Secretaría de Energía con información proporcionada por la CFE y LyFC, principalmente. En ella se presentan las estimaciones del consumo y demanda de electricidad en el plazo de diez años a partir del año de estudio. Estas estimaciones permiten saber los requerimientos de capacidad de generación eléctrica y poder realizar la planeación de la expansión del sistema eléctrico de generación.

Dicha planeación está integrada por las proyecciones del servicio público, CFE y LyFC, y las de cogeneración y autoabastecimiento. La expansión del sector eléctrico para cogeneración y autoabastecimiento se realiza para conocer las necesidades de capacidad en las líneas de transmisión, así como las necesidades de respaldo debido al autoabastecimiento remoto. Para cargas locales no se toma en cuenta la adición de estas plantas en el parque de generación, pues no se conectan al SEN.

Las principales variables o supuestos para determinar las trayectorias de consumo y demanda son:

- Aspectos Macroeconómicos: se realizan tres escenarios, el escenario Bajo, Alto y Medio, en los cuales se muestra un diferente desempeño de la actividad económica. Su variable de demanda agregada es el PIB.

³ Basado en SENER, 2007. y SENER, 2008.

- Precios de la electricidad. Están en función de los escenarios macroeconómicos, políticas tarifarias, el costo de los combustibles y la inflación.
- Precios de combustibles. Por ser la parte más significativa del costo de generación, se realiza la trayectoria del precio de los combustibles fósiles a futuro en tres escenarios.
- Población y vivienda. Según estimaciones de la CONAPO, se considera la tasa media de crecimiento anual y vivienda para saber el aumento en la demanda de electricidad por parte de los consumidores.
- Estudios regionales. Involucran la tendencia y comportamiento del sector eléctrico en la región, como son las solicitudes del servicio por parte de grandes consumidores, o solicitud de investigación sobre potencial en la zona, así como el crecimiento económico esperado de la región.

Las proyecciones de autoabastecimiento y cogeneración las realiza el grupo de trabajo de Autoabastecimiento y cogeneración coordinado por la SENER. Ellos analizan los proyectos con mayor probabilidad de realizarse, tanto públicos como privados y realizan una prospectiva a diez años.

En la prospectiva también se consideran nuevas tecnologías o normas para mejorar la eficiencia energética y los programas de ahorro de energía como el horario de verano. Todo esto permite aproximar la trayectoria de consumo y demanda energética y evaluar la capacidad y ubicación de nuevas centrales que optimicen la expansión del sistema eléctrico, que abarca la generación, transmisión y distribución.

5.2.2 Planeación del Sistema Eléctrico Nacional⁴

Una parte importante en la concreción de una prospectiva es el trabajo de planeación. La planeación sirve para establecer las acciones que se requieren programar al corto, mediano y largo plazo, a fin de construir los escenarios futuros deseables y posibles.

Se realiza en el largo plazo (para definir la evolución del sistema por medio de diferentes escenarios económicos, demográficos, tecnológicos, ambientales, de política energética, etc.), en el mediano plazo (para estructurar un programa de obras que conduzca a las conclusiones del largo

⁴ Basado en SENER, 2007.

plazo) y en el corto plazo (para tomar decisiones sobre el plan anterior y adaptarlo a las condiciones actuales).⁵

Los principales elementos en las decisiones que se toman en el proceso de planeación son los componentes del sistema, su fecha de programación y el sitio donde serán ubicados pues de estas decisiones se derivan implicaciones técnicas, económicas, sociales y ambientales.

Para satisfacer los requisitos de demanda y consumo, en la planeación del SEN se considera la capacidad en construcción o licitación y la capacidad adicional, que se licitará según su fecha programada de operación, así como aspectos técnicos y económicos que generen el menor costo total a largo plazo.

Debe tenerse en cuenta que el tiempo necesario para que se construya una nueva central es de 4 a 6 años, entre el análisis de la oferta y la entrada en operación, es por ello que la planeación debe realizarse anticipadamente. Para proyectos de transmisión son de tres a cinco años antes del inicio de operación.

A pesar de que en la presente tesis, en este capítulo, se realizará una prospectiva en el **servicio público** de la situación de la energía eólica al año 2030 en México, el estudio de la prospectiva de SENER que se realiza a continuación; hará mención de las proyecciones para cogeneración y autoabastecimiento con el fin de remarcar la promoción que tienen los proyectos eólicos en nuestro país en este momento.

5.2.3 Estimación del consumo de electricidad

Se espera un crecimiento medio anual de 3.3% en el consumo de electricidad para 2008-2017. Este se deberá, en mayor grado, al aumento en las ventas para el servicio público que se estima tendrá un crecimiento anual del 3.4%, impulsado por el sector industrial, con una contribución estimada del 59.8%. Se espera que el consumo de electricidad sea de 281.5TWh en 2017, es decir 71.9TWh más que en 2007, año en que el consumo fue de 209.7TWh.

⁵ Sánchez, O., 2008.

Los proyectos eólicos de la temporada abierta tendrán una importante influencia en el crecimiento del consumo por autoabastecimiento (1479MW) que entrarán en operación en dicho período.

5.2.4 Expansión del Sistema de Generación

De acuerdo a todo lo anterior se realiza la expansión del sector eléctrico considerando los diferentes movimientos en capacidad instalada: adiciones, retiros y modernizaciones de plantas actuales para mejorar su potencia.

a) Programa de Adiciones de capacidad

Debido a que la prospectiva que se realizará en esta tesis abarca únicamente la situación de la energía eólica en el servicio público, sólo se estudiará la expansión para el servicio público de la Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017.

El programa de expansión del servicio público, para el período de 2008-2017, requiere de 14,794MW adicionales. Integrados por capacidad de CFE distribuida en 3,520MW de capacidad comprometida; 10,795MW para capacidad adicional y rehabilitaciones y modernizaciones por 479MW. La capacidad adicional de LFC está programada para ser de 761MW. La Tabla V.1 muestra las adiciones de capacidad para el servicio público.

Tabla V.1 Adiciones de capacidad en el servicio público para 2008-2017 [MW]

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total
Total	40	745	1689	1075	2471	1076	733	1834	2366	2766	14795
Comisión Federal de Electricidad	40	585	1689	1075	2471	1076	733	1834	2366	2165	14034
Capacidad comprometida	0	535	1370	228	1227	0	0	0	0	0	3360
Capacidad adicional no comprometida	0	0	0	807	1214	1076	733	1834	2366	2165	10195
Rehabilitaciones y modernizaciones	40	50	319	40	30	0	0	0	0	0	479
Luz y Fuerza del Centro	0	160	0	0	0	0	0	0	0	601	761

Fuente: SENER, 2008.

b) Capacidad comprometida

Asciende a 3,520MW, de los cuales 3,360MW son de CFE y 160MW de LyFC. La tecnología incluida en el programa de expansión está conformada por 1,430MW para Ciclo Combinado,

678MW basados en carbón y 750MW correspondientes a la hidroeléctrica La Yesca. El esquema de financiamiento es principalmente como Obra Pública Financiada, seguido de Productor Independiente de Energía. La Tabla V.2 contiene los proyectos en construcción o licitación, para el período de 2009 a 2012.

Tabla V.2 Proyectos de generación comprometidos para el servicio público 2008-2012

Proyecto	Ubicación	Tecnología	Fecha del concurso	Modalidad	Capacidad bruta [MW]			
					2009	2010	2011	2012
Total anual					695	1370	228	1227
Acumulado					695	2065	2293	3520
Proyectos en construcción								
San Lorenzo conversión TG/CC	Puebla	CC	2005	OPF	123			
Baja California (Pdte. Juárez)	B. C.	CC	2006	OPF	277			
Norte (La Trinidad)	Durango	CC	2005	PIE		466		
Carboeléctrica del Pacífico	Guerrero	CAR	2003	OPF		678		
La Yesca U1 y U2	Nayarit	HID	2007	OPF				750
Generación Distribuida LFC	DF	TG			160			
Subtotal					560	1144	0	750
Proyectos en proceso de licitación								
	Oaxaca	EOL	2008	PIE		101		
Guerrero Negro III	B. C. Sur	CI	2008	OPF	11			
Baja California II TG Fase I	B. C.	TG	2008	OPF	124			
Humeros Fase B	Puebla	GEO	2008	OPF		23		
Presidente Juárez conversión TG/CC	B. C.	CC	2008	OPF			93	
Humeros Fase A	Puebla	GEO	2008	OPF			28	
Cerro Prieto V	B. C.	GEO	2008	OPF			107	
Agua Prieta II	Sonora	CC	2008	OPF				477
Oaxaca I	Oaxaca	EOL	2008	PIE		101		
Subtotal					135	226	228	477

HID: Hidroeléctrica CC: Ciclo combinado CI: Combustión interna tipo diesel EOL: Eoloeléctrica CAR: Carboeléctrica TG: Turbogás
PIE: Productor independiente de energía OPF: Obra pública financiada

Fuente: SENER, 2008.

c) Capacidad adicional no comprometida

Se licitarán de acuerdo a su fecha de entrada de operación. Su actividad comercial iniciará en 2011, con las centrales eólicas Oaxaca II, III y IV (304MW), Baja California Sur III (43MW), la repotenciación para operar en ciclo combinado de la unidad 1 de la central termoeléctrica Manzanillo I. La capacidad adicional no comprometida consta de 10,795MW a partir de dicho año hasta 2017.

Las adiciones de capacidad se otorgan a las tecnologías que ofrezcan el menor costo a largo plazo, para ello se le da oportunidad a los particulares para proponer un lugar o tecnología diferente al programado, aún cuando se requiera de líneas de interconexión adicionales. También se toma en

cuenta la diversificación de las fuentes de energía e involucrar a aquellas que puedan integrarse bajo otros modos de financiamiento, como el MDL.

La tecnología de ciclo combinado representa el 69.5% o 7,500MW de los requerimientos de capacidad adicional no comprometida. El 12.6% o 1,355MW le corresponde a la capacidad libre o de tecnología aún no seleccionada, sin embargo, se espera que se asigne a tecnologías que utilicen distintos tipos de combustibles para diversificar las fuentes de energía. El 17.9% faltante contribuye a la diversificación de combustibles, pues está distribuido en 700MW de carboeléctricas; 304MW eoloeléctricas, 75MW de geotérmicas y capacidad en hidroeléctricas. (SENER, 2008.) La Tabla V.3 muestra el total de proyectos con esquema financiero por definirse.

Tabla V.3 Capacidad adicional no comprometida (esquema financiero por definirse)

Proyecto	Ubicación	Tecnología	Capacidad bruta [MW]						
			2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Total Anual									
Acumulado									
Oaxaca II, III y IV	Oaxaca	EOL	304						
Baja California Sur III a VI (Coromuel)	B. C. S.	CI	43		43	43	43		
Manzanillo I repotenciación U1 y U2	Colima	CC	460	460					
Baja California III y II	B. C.	CC		280				280	
Norte II (Chihuahua)	Chihuahua	CC		459					
Santa Rosalía II y III	B. C. S.	CI		15	11				
Guerrero Negro IV	B.C. S.	CI			15				
Valle de México II y III	Edo. de México	CC			601		601		
Norte III (Juárez)	Chihuahua	CC				690			
Salamanca Fase I y Fase II	Guanajuato	LIBRE			314			314	
Guadalajara I	Jalisco	CC					453		
Río Moctezuma	Hidalgo, Querétaro	HID			93				
Villita ampliación	Michoacán	HID					150		
Noreste (Escobedo)	N. L.	CC					517		
Los Cabos TG I y TG II	B. C. S.	TG					70		105
Azufres III	Michoacán	GEO						75	
Manzanillo II repotenciación U1	Colima	CC							460
Noreste II (Monterrey)	N. L.	CC						517	
Occidental	Jalisco	CC						453	
Baja California Sur VII a IX (Todos Santos)	B. C. S.	LIBRE							86
Noroeste	Sonora	LIBRE							641
Norte IV (Torreón)	Coahuila	CC							668
Copainalá	Chiapas	HID							232
Carboeléctrica del Pacífico II	Guerrero	CAR							700
Jorge Luque	Edo. de México	CC							601

HID: Hidroeléctrica CC: Ciclo combinado CI: Combustión interna tipo diesel EOL: Eoloeléctrica CAR: Carboeléctrica TG: Turbogás PIE: Productor independiente de energía OPF: Obra pública financiada

Fuente: SENER, 2008.

d) Retiros de capacidad

Se tiene programado un retiro de capacidad de 4,749MW, basados en costos de operación, vida útil de las unidades generadoras, nivel de emisiones contaminantes y eficiencia de las mismas. Sin embargo, el programa puede ser modificado por rehabilitaciones o modernizaciones de estas unidades. Los años con mayor capacidad de retiros programada serán 2013, 2015, 2016, 2017.

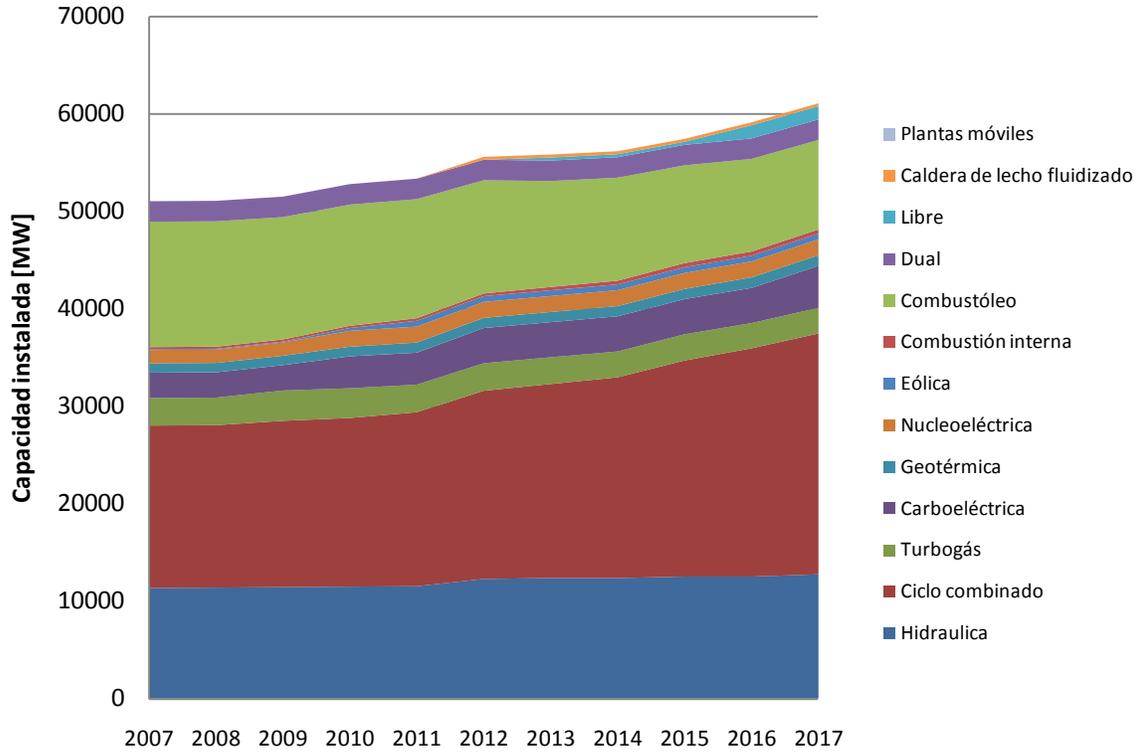
5.2.4.1 Estimación de la capacidad instalada 2008-2017.

Tomando en cuenta las adiciones de capacidad comprometida y no comprometida, las rehabilitaciones y retiros de capacidad para satisfacer el consumo de energía en los próximos diez años, se espera tener un incremento de 10,045MW en capacidad instalada para 2017 para pasar de 51,029MW a 61,074MW en el servicio público. Las estimaciones de la capacidad instalada futura, apuntan a un mayor crecimiento de las tecnologías de ciclo combinado, carboeléctrica y una reducción notable de las termoeléctricas convencionales. En la Tabla V.4 y la Figura V.1 se puede apreciar la evolución en la capacidad instalada por tipo de tecnología. (SENER, 2008.)

Tabla V.4 Evolución de la capacidad instalada por tipo de tecnología 2008-2017 [MW]

Tecnología	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Hidráulica	11343	11383	11433	11483	11523	12273	12365	12365	12515	12515	12747
Ciclo combinado	16662	16662	17062	17302	17855	19305	19993,92	20683,92	22254,92	23796,4	25087,4
Turbogás	2831	2831	3115	3051	2829	2829	2741	2651	2693	2590	2633
Carboeléctrica	2600	2600	2600	3278	3278	3608	3834,08	3834,08	3834,08	4583,6	5283,6
Geotérmica	960	960	960	983	1043	1043	1043	1043	1043	1083	1083
Nucleoeléctrica	1365	1365	1365	1634	1634	1634	1634	1634	1634	1634	1634
Eólica	86	86	86	289	593	593	593	593	593	593	593
Combustión Interna	214	214	225	225	268	274	339	382	425	425	425
Combustóleo	12866	12866	12550	12438	12219	11619	10869	10569	10031	9502	9186
Dual	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100
Libre							314	314	314	1355	1355
Caldera de lecho fluidizado						300	300	300	300	300	300
Plantas móviles	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Total	51030	51070	51499	52786	53345	55581	55815	56158	57426	59125	61075

Fuente: Elaboración propia a partir de SENER, 2008



Fuente: Elaboración propia a partir de SENER, 2008.

Figura V.1 Evolución de la capacidad eléctrica instalada para 2007-2017.

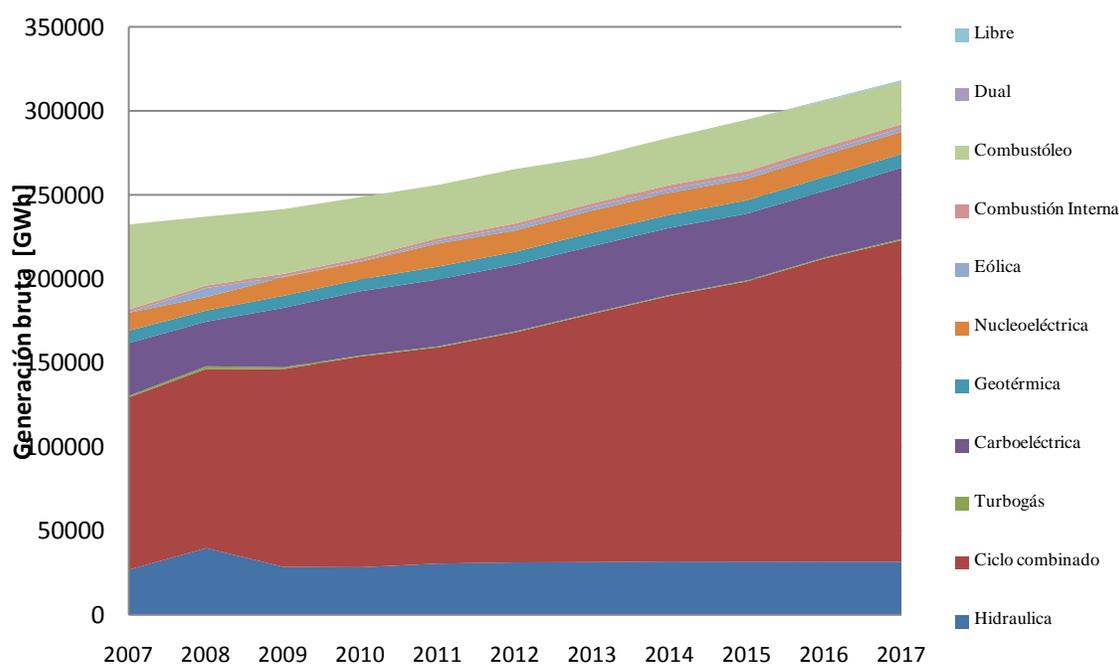
5.2.4.2 Estimación de la generación bruta en México 2008-2017.

En 2017, se espera tener una generación de electricidad de 318,852GWh, lo que representa un crecimiento promedio anual de 3.6% en el período de 2007-2017. La mayor aportación en la generación de electricidad en 2017, provendrá de la tecnología de ciclo combinado, con una contribución del 60.1%, mientras que la Termoeléctrica convencional se estima que se reducirá de 17.7% en 2007 a 8% de contribución en 2017. La estimación de la generación de electricidad en los siguientes diez años se puede observar en la Tabla V.5 y en la Figura V.2.

Tabla V.5 Evolución de la generación bruta en el servicio público por tipo de tecnología.

Tecnología	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Hidráulica	27042	39858	28697	28437	30639	31335	31525	31872	31768	31761	31754
Ciclo combinado	102674	106762	117769	125589	128811	137022	147876	158274	166995	180735,03	191690,87
Turbogás	2666	1586	1153	656	620	602	571	563	618	601	746
Carboeléctrica	18101	17542	20180	23005	24153	24376	24764	24740	24114	24416,96	27264,12
Geotérmica	7404	6586	7198	7060	7670	7707	8050	7773	7953	8307	8133
Nucleoeléctrica	10421	8059	11051	10507	13740	12762	13232	13232	12724	13270	13232
Eólica	248	540	306	526	1419	2164	2147	2124	2124	2130	2124
Combustión Interna	1139	1450	1696	1583	1840	1912	2134	2362	2543	2436	2434
Combustóleo	49482	41094	38565	36417	31693	32469	27642	28259	30650	27583	25601
Dual	13375	15361	15194	15235	15655	15357	15006	15214	15655	15655	15655
Libre	0									511	623
Total	232552	238838	241809	249015	256240	265706	272947	284413	295144	306895	318634

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SENER, 2008.



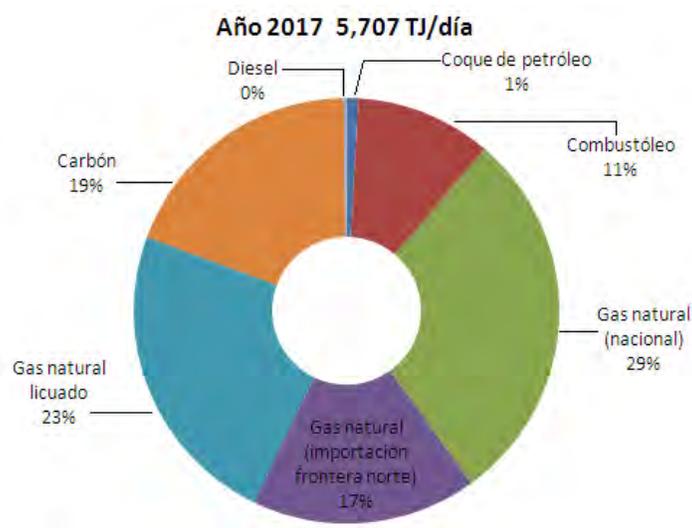
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SENER, 2008.

Figura V.2 Evolución de la generación bruta para el servicio público 2007-2017.

5.2.4.3 Consumo de combustibles fósiles para la generación de electricidad

Las proyecciones para el consumo de combustibles fósiles al año 2017 de la prospectiva de la Sener, indican un consumo total de 5,707 TJ/día con una alta participación del gas natural en el porcentaje total, del 69.3% (véase Figura V.3), así como un crecimiento promedio anual del 5%

durante todo el período. El combustóleo y el diesel serán los combustibles con una mayor disminución en su uso del -7,6% y del -6.3% respectivamente.



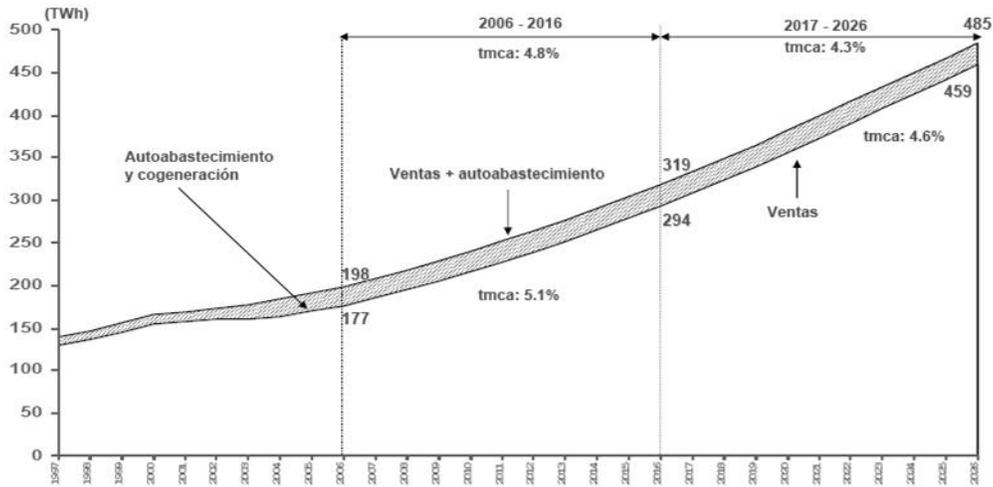
Fuente: SENER, 2008.

Figura V.3 Contribución a la generación bruta por tipo de tecnología para el servicio público en 2017.

5.2.5 Estudio de estimaciones de capacidad y generación bruta generado por CFE 2006-2026

La Comisión Federal de Electricidad realizó un estudio sobre la expansión del servicio público para satisfacer las demandas de energía futuras al año 2026, mismo que, sumado a la prospectiva de la Secretaría de Energía, servirá para sustentar el trabajo de prospectiva de esta tesis.

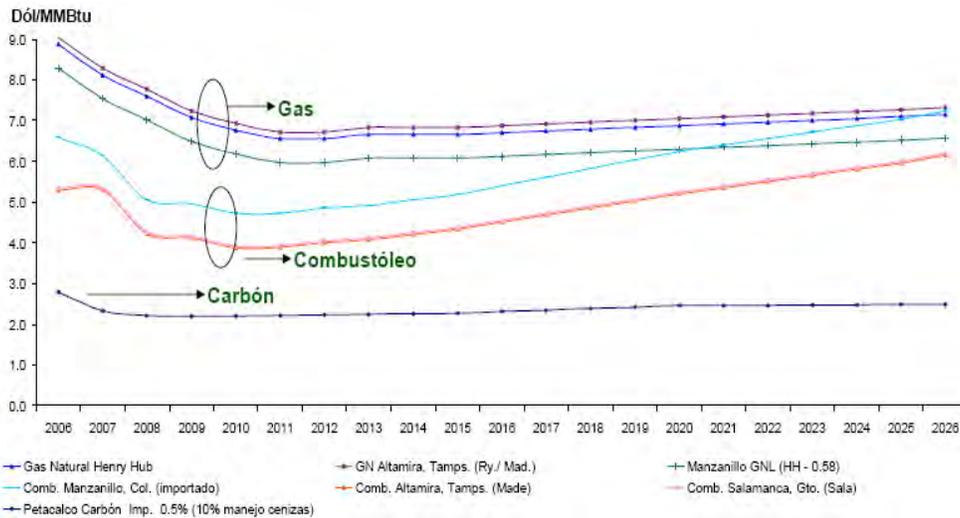
En él se consideran tres escenarios: bajo, medio y alto, tanto para el PIB como para el crecimiento en el consumo de electricidad. Para el escenario de planeación considera una tasa media de crecimiento anual en ventas de energía del servicio público de 5.1%, para 2006-2016 y de 4.6% de 2016-2026 (véase Figura V.4).



Fuente: CFE, 2006.

Figura V.4 Historia y estimación de las ventas más autoabastecimiento.

También estima que la demanda de energía eléctrica en 2016 será de 55,041MW, con una tmca del 5% entre 2006-2016, mientras que en 2016-2026 será de 4.2% para alcanzar al final del período los 82,274MW. Aunada a esta expectativa de demanda futura, plantea un escenario de precios de combustibles muy estable; para el gas natural supone incrementos estables entre 2013 y 2026, para el combustóleo se esperan disminuciones en su precio de 2006 a 2010 para aumentar de forma constante de 2011-2026. El precio del carbón permanecerá estable según el escenario previsto por CFE y que se ilustra en la Figura V.5.

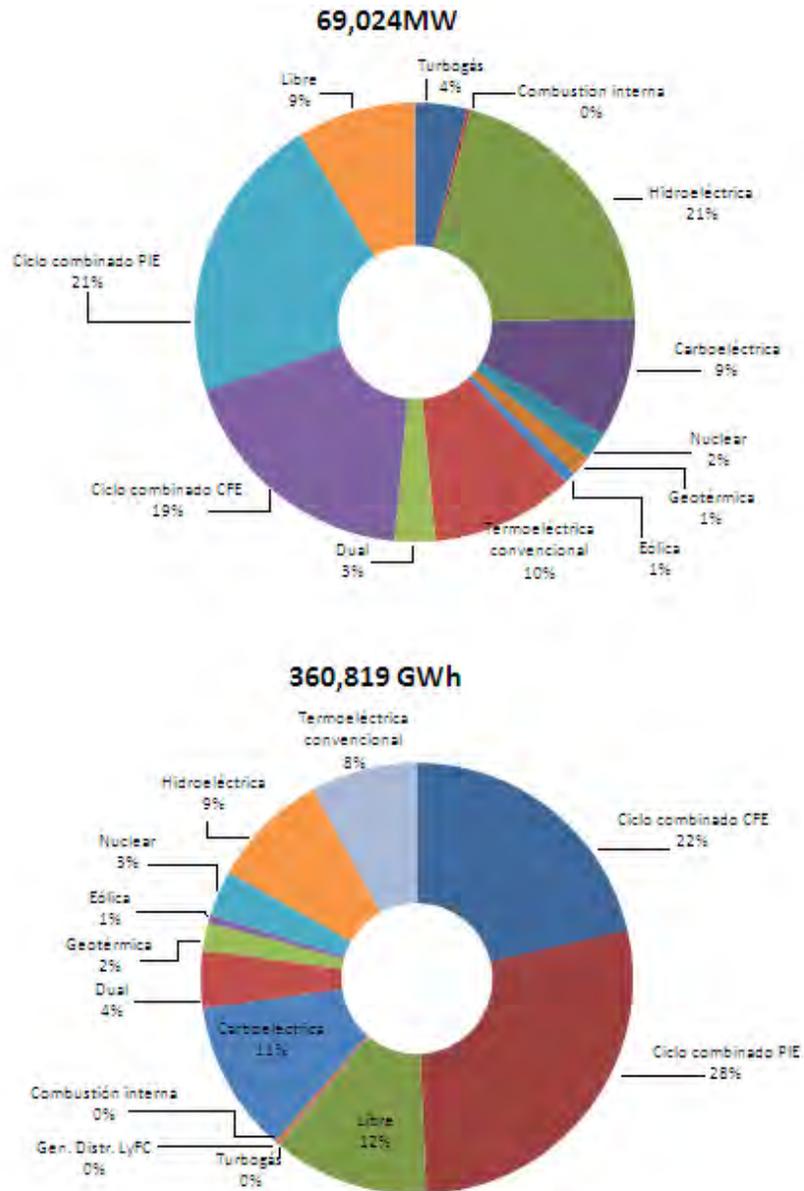


Fuente: CFE, 2006.

Figura V.5 Escenario de precios de combustibles 2006-2026

5.2.5.1 Expansión al año 2016

Considera adiciones para el servicio público de 27,037MW y retiros por 4,546MW en 2006-2016, para alcanzar al final del período 69,024MW. Este estudio también incluye pronósticos para autoabastecimiento y cogeneración, sin embargo, no serán incluidos por los fines que persigue la prospectiva en el servicio público que se realizara en esta tesis. La estimación de la capacidad instalada y de la generación bruta para 2016 tendrá la participación porcentual de las tecnologías que se muestran en la Figura V.6. No incluyen proyectos de autoabastecimiento.

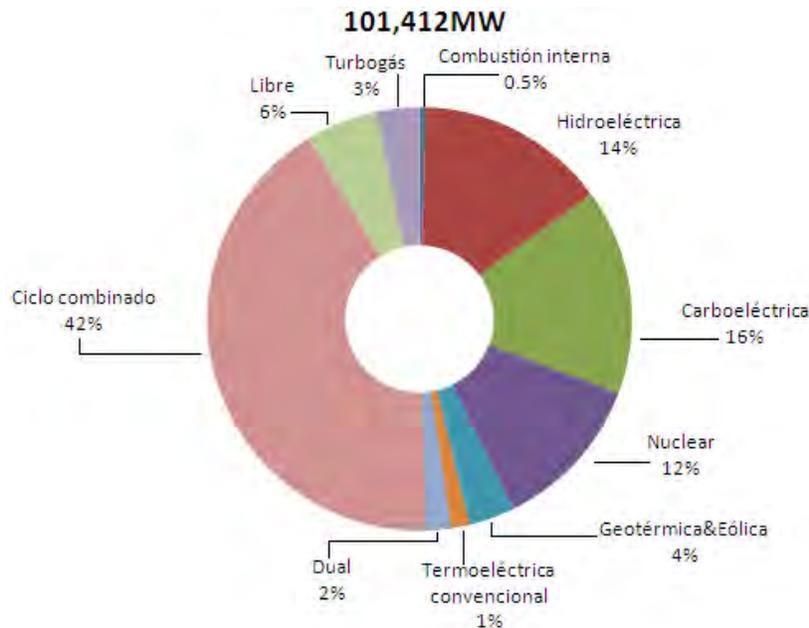


Fuente: CFE, 2006.

Figura V.6 Capacidad instalada y generación bruta en 2016.

5.2.5.2 Expansión al año 2026

Se espera tener una capacidad de 101,412MW con las contribuciones por tipo de tecnología que muestra la Figura V.7. De acuerdo con el escenario de precios de combustibles considera que en este horizonte las tecnologías carboeléctrica y nuclear serán muy competitivas, además del establecimiento de lineamientos de política energética para fijar cotas superiores y metas mínimas de participación de nuevas tecnologías en un año determinado. Propone límites en la capacidad instalada de 12% para nuclear, 18% para carboeléctricas y menor a 45% para ciclos combinados.



Fuente: CFE, 2006.

Figura V.7 Estimación de la capacidad instalada al año 2026

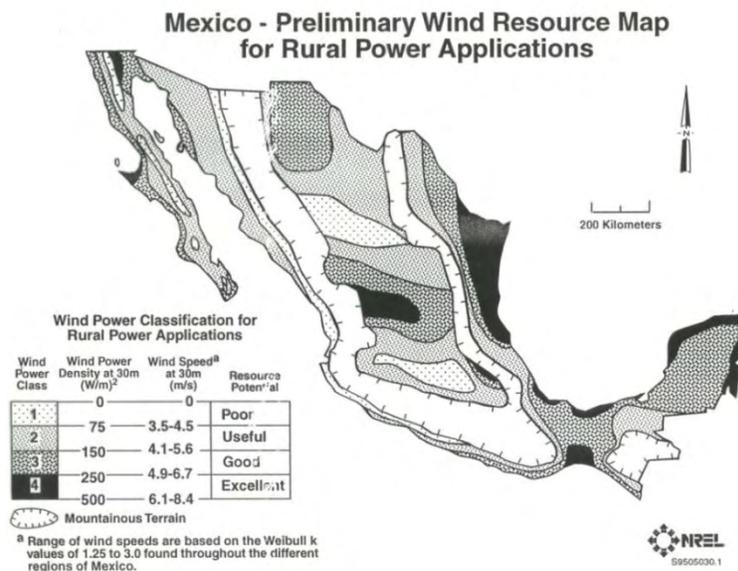
5.3 Prospectiva de la generación eoloeléctrica en México al año 2030

El objetivo del siguiente trabajo de prospectiva es conocer el impacto en el medio ambiente y en el consumo de los combustibles fósiles que tendría la inclusión de nuevos proyectos eoloeléctricos en el parque de generación mexicano. Para lo cual se crearán tres escenarios que plantean una situación diferente en la contribución de la energía eólica en la capacidad instalada para el **servicio público**. Es muy importante tener presente que la prospectiva se realizará únicamente para el servicio público pues, como se verá a continuación, la mayoría de los proyectos eoloeléctricos registrados pertenecen a los particulares. Más adelante se realizarán oportunas observaciones sobre este punto.

Para empezar, se hará un estudio de las investigaciones sobre recurso eólico en México, con el fin de tener una idea de la capacidad y disponibilidad de potencial disponible de los proyectos que se plantearán en los escenarios de la prospectiva. También se hace una revisión de la situación actual de la energía eólica en el país (lo que incluye los proyectos eólicos a futuro que se han comprometido hasta la fecha para el servicio público y autoabastecimiento).

5.3.1 Potencial eólico en México

Los recursos eólicos en nuestro país han sido identificados, principalmente, por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL, por sus siglas en inglés *National Renewables Energy Laboratory*) que ha trabajado en conjunto con el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) y a petición de gobiernos estatales. Un mapa preliminar del potencial eólico nacional dado a conocer por el NREL se muestra en la Figura V.8.

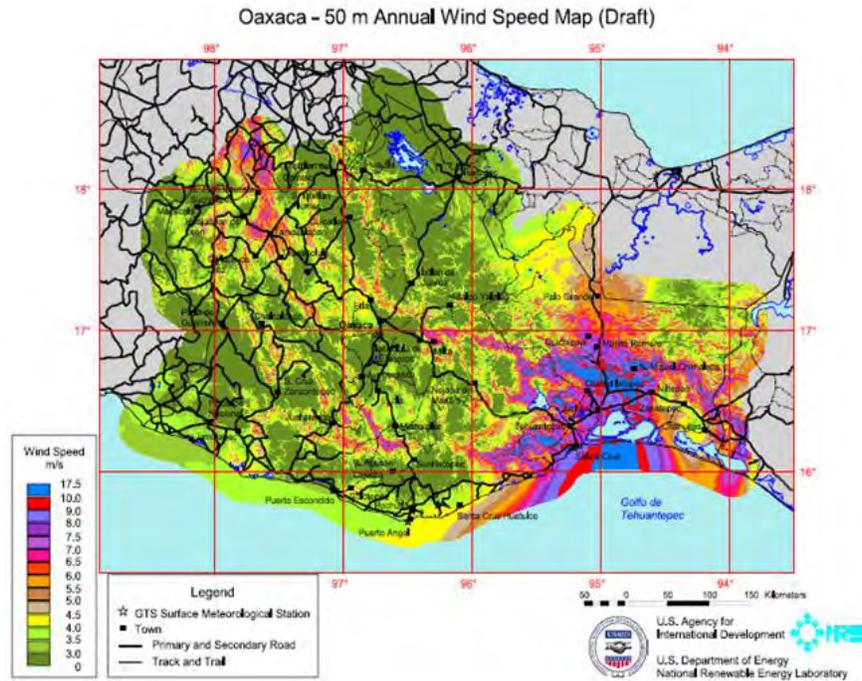


Fuente: NREL

Figura V.8 Identificación del potencial eólico en México

La región del Istmo de Tehuantepec en Oaxaca es el sitio con los mejores vientos del país y ha sido considerada como una de las mejores zonas eólicas a nivel mundial. Basta destacar que la mayoría de los proyectos de centrales eoloelectricas programados para construirse en los próximos años, se localizan en el Istmo. La misma Temporada Abierta se debe al interés por aprovechar el potencial eólico de esta zona.

A petición del Gobierno del estado de Oaxaca y bajo patrocinio de la Agencia para el Desarrollo Internacional de Estados Unidos (*USAID*⁶), el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (*NREL*) realizó el mapa eólico del estado de Oaxaca. Su potencial ha sido evaluado en 6,000MW incluyendo únicamente zonas con altas velocidades de viento, de incluir sitios con 6.7 y 8.5m/s el potencial eólico se ha valuado en 33,000MW. En la Figura V.9 se muestra el mapa de las velocidades de viento predominantes en Oaxaca.



Fuente: CFE, 2008.

Figura V.9 Identificación del potencial eólico del estado de Oaxaca.

Sin embargo, deben sumarse a estas aproximaciones otros estados de la república como: Zacatecas, Baja California, Yucatán, Campeche, Jalisco, Colima, Michoacán, Veracruz, Hidalgo, etc. que aportarían otros 10,000MW, además de sitios con vientos menores que pueden contribuir en planes eólicos futuros. El potencial eólico en México ha sido valuado en más de 40,000MW considerando todos los sitios con velocidades de viento promedio mayores a 5m/s.⁷

La Comisión Federal de Electricidad ha estimado arriba de 7000 MW utilizables en la planeación de parques eólicos para el período de 2007-2012. Dicho potencial incluye a la Venta I y II, además de un aerogenerador en Guerrero Negro que suman una capacidad instalada de 85MW, como se estudió en el Capítulo 4 de esta tesis. Así como la inclusión de 2,100MW en parques

⁶ Por sus siglas en inglés *United States Agency International Development*.

⁷ Cadenas et al, 2007.

eólicos de 2009-2012, de los cuales 593MW son para el servicio público y los restantes 1500MW para proyectos de autoabastecimiento. Estos proyectos se encuentran en etapa de construcción y otros de diseño. La Figura V.10 muestra los parques ya instalados, los sitios potenciales y los de posible construcción futura.



Fuente: CFE, 2008.

Figura V.10 Proyectos y potencial eólico estimado por CFE

5.3.1.1 Situación Actual de la energía eólica en México

En los últimos años la generación de electricidad con energía eólica ha tenido un auge notable a nivel mundial, como pudo estudiarse en el caso de algunos países en el Capítulo 3 de la presente tesis. En México, a partir de 1994 se integraron los proyectos a gran escala con energía eólica y de ellos se ha derivado una oleada de nuevos parques eólicos tanto para el servicio público como de autoabastecimiento. A continuación se explica el proceso de este crecimiento eólico.

5.3.1.2 Temporada Abierta

El procedimiento de Temporada Abierta se debió al interés de los productores particulares en la modalidad de autoabastecimiento para generar electricidad con energía eólica, por lo cual la Secretaría de Energía le solicitó a la Comisión Reguladora de Energía promoviera el procedimiento con el fin de identificar las necesidades de infraestructura de transmisión para el desalojo de la energía eoloelectrónica generada en el Istmo de Tehuantepec, Oaxaca.

El resultado fue una falta de capacidad de transmisión en las líneas, por lo que las empresas interesadas en producir electricidad con esta tecnología asumieron compromisos firmes de reserva de capacidad y de interconexión a la red, al igual que la CFE por sus proyectos eólicos incluidos en el plan de expansión del sector eléctrico.

Para no comprometer recursos públicos en la construcción de las líneas de transmisión, se abrió el procedimiento a la inversión privada con cartas de crédito que respaldan la capacidad de reserva en las líneas. La construcción de las líneas de transmisión será financiada en parte por CFE y los inversionistas particulares, con la garantía de las cartas de crédito de a) el 5% del costo de la infraestructura de TA junto con la carta compromiso, b) 25% del costo al autorizarse las obras de TA para el período fiscal de 2007 y c) 100% un mes antes del inicio del proceso de licitación para las obras de TA. De manera que si el inciso b) no se cumple, CFE redimensionaría el proyecto de TA.

La construcción de las líneas se realizará bajo el esquema de Obra Pública Financiada y desalojará aproximadamente 2,100MW en la zona del Istmo de Tehuantepec, sede de todos los proyectos participantes de la Temporada abierta. El programa se incluyó en el Presupuesto de Egresos de la Federación 2007 como red de transmisión asociada a la temporada abierta y los proyectos eólicos Oaxaca I, II, III y IV. La red iniciará operaciones a finales del año 2009. En la Figura V.11 se muestra un mapa de la infraestructura a construir para la Temporada Abierta.



Fuente: CFE, 2008.

Figura V.11 Infraestructura de transmisión por Temporada Abierta.

Debido a los avances en la construcción de algunos de los parques eólicos, se adelantará la incorporación de estos por medio de un reforzamiento a la red del servicio público de energía eléctrica y se conectarán a la SE Juchitán Dos en 230kV. Se trata de dos proyectos de autoabastecimiento y corresponden a la Nueva temporada abierta. Estos reacomodos más un retiro de parque eólico redujeron la capacidad total de los proyectos de temporada abierta a 1,491MW, además de los 406MW destinados al servicio público, con lo que se incorporarán, actualmente, 1,891MW de proyectos eolieléctricos.

Para minimizar los costos de inversión para la nueva infraestructura y para volver más atractiva la anexión de estos proyectos se buscó coordinar la generación eólica con las hidroeléctricas del río Grijalva, de manera que puedan utilizarse las líneas de 400kV, entre las SE Juile y Cerro de Oro y sólo se requerirá el segundo circuito entre dichas subestaciones. Si bien esto representa un beneficio en costo, debe considerarse que aún así la nueva infraestructura de transmisión únicamente servirá para desalojar la capacidad de los proyectos considerados en esta temporada abierta y después de su entrada en operación no se podrá incorporar más capacidad en la región. La Tabla V.6 muestra los proyectos eólicos en operación, en construcción o licitación programados hasta 2011. Los proyectos inmediatos corresponden a los parques eólicos que utilizarán las líneas existentes y sólo realizarán reforzamiento en la red.

Tabla V.6 Parques eólicos en operación y futuros.

Razón Social	Modalidad	Tipo	Voltaje [kV]	Entrada en operación	Capacidad [MW]
La Venta II (CFE)	OPF	Operación	230	2007	83
Eurus, S. A. P. I. de C. V.	Autoabastecimiento	NTA	230	2008	250
Parques Ecológicos de México	Autoabastecimiento	NTA	230	2008	80
La Venta III (CFE)	PIE	Licitación	230	2009	101
BII NEE STIPA Energía Eólica, S. A. de C. V.	Autoabastecimiento	PI	115	2009	26
Eoliatec del Istmo, S. A. de C. V.	Autoabastecimiento	PI	115	2009	22
Electrica del Valle de México, S. de R. L. de C. V.	Autoabastecimiento	PI	115	2009	68
Fuerza Eólica del Istmo, S. A. de C. V.	Autoabastecimiento	PI	115	2009	50
Oaxaca I, II, III y IV (CFE)	PIE	TA	230	2010	406
Desarrollos Eólicos Mexicanos, S. A. de C. V.	Autoabastecimiento	TA	230	2010	227
Eoliatec del Istmo, S. A. P. I. de C. V.	Autoabastecimiento	TA	115	2010	142
Eoliatec del Pacífico, S. A. P. I. de C. V.	Autoabastecimiento	TA	230	2010	160
Fuerza Eólica del Istmo, S. A. de C. V.	Autoabastecimiento	TA	115	2010	50
Preneal de México, S. A. de C. V. (Vientos del Istmo)	Autoabastecimiento	TA	230	2010	396
Unión Fenosa Generación México, S. A. de C. V.	Autoabastecimiento	TA	115	2010	228
Gamesa Energía, S. A.	Autoabastecimiento	TA	2115	2011	288

NTA: Nueva temporada abierta, TA: Temporada Abierta, PI: Proyecto inmediato.

Fuente: CFE, 2008.

Este primer procedimiento ha motivado la existencia de una segunda temporada abierta, debido al creciente interés de los productores particulares, que tentativamente incluiría 7000MW adicionales y se replanteará una vez que se hayan concluido las obras correspondientes al primer proceso de temporada abierta, con el fin de tomar las experiencias obtenidas del mismo.

5.3.2 Metodología

Para la realización de la prospectiva de la energía eólica al año 2030 se utilizó la metodología empleada en el Capítulo 5 de la tesis “Utilización de la energía nuclear en la generación eléctrica en México al año 2030: Perspectivas e implicaciones energéticas y medioambientales” del Ing. Eduardo Morales Delgado, debido a que ella se basa en la simulación de dos prospectivas oficiales que sirven para modificar la participación de alguna de las tecnologías en la capacidad instalada, generación y el consumo de combustibles. La herramienta utilizada fue la hoja de cálculo de Excel 2007.

Dado que uno de los principales objetivos de realizar la prospectiva de la energía eoloeléctrica al año 2030 es conocer el impacto de esta tecnología en la cantidad de emisiones contaminantes que se evitarían con su uso y esto a su vez está ligado con el consumo de combustibles para generar electricidad⁸, la principal información a estimar es precisamente dicho consumo.

Para empezar, se utilizaron los datos de capacidad instalada, generación bruta y consumo de combustibles estimados en la Prospectiva del sector eléctrico 2008-2017, pues a partir de ellos y en conjunto con el Estudio de CFE para abastecer la demanda futura de energía (estudiados en el punto 5.2), se hicieron las estimaciones al año 2030 de la capacidad instalada, la generación bruta y el consumo de combustibles en el servicio público. El procedimiento realizado se describe a continuación.

Para poder obtener el consumo de combustibles fósiles por tipo de tecnología durante todo el período, se calcularon las eficiencias de cada tipo de planta al inicio del estudio (2007), en 2017 y

⁸ Sólo se consideran, en el cálculo de emisiones contaminantes, tecnologías termoeléctricas a base de combustibles fósiles y nuclear.

2030⁹, con el fin de dividir su generación bruta reportada, por tecnología y para cada año, entre su respectiva eficiencia. Se consideraron eficiencias constantes para las tecnologías nuclear, geotérmica, eólica e hidroeléctrica, debido a que ellas no influyen en el consumo de combustibles fósiles. Con información obtenida del Balance Nacional de Energía 2007 se obtuvieron las eficiencias de las tecnologías, con fuentes renovables y de la central nuclear de Laguna Verde, que se muestran en la Tabla V.7.

Tabla V.7 Energía primaria requerida para la generación de energía eléctrica y eficiencias para fuentes renovables y nuclear

Tecnología	Energía Primaria [PJ]	Generación bruta [PJ]	Eficiencia	
Hidroeléctrica	Agua	268,182	97,351	0,3630
Geotermoeléctrica	Vapor endógeno	73,427	26,654	0,3630
Eoloeléctrica	Aire	2,459	0,893	0,3632
Nucleoeléctrica	Uranio	114,486	37,510	0,3276

Fuente: (SENER, 2007)

Para las plantas termoeléctricas se utilizó el Informe de Operación del año 2000 de la Comisión Federal de Electricidad, para determinar el porcentaje de participación de cada combustible en la generación de electricidad por tipo de tecnología. Los porcentajes de participación para la tecnología Dual fueron modificados pues en los últimos años el uso de carbón corresponde al 95% de su consumo de combustibles. El porcentaje de contribución de cada combustible por tipo de tecnología aparece en las Tablas V.8.

Tabla V.8 Porcentaje de contribución de cada combustible fósil en el consumo total de combustibles para centrales termoeléctricas, 2000.

Tecnología	Combustóleo	Gas natural	Diesel	Carbón	Dióxido de Uranio	Suma
Termoeléctrica convencional	84,598	15,221	0,181			100,000
Ciclo combinado	3,380	96,602	0,019			100,000
Turbogás	0,000	72,038	27,962			100,000
Combustión Interna	47,682		52,318			100,000
Dual	5,000		0,140	94,860		100,000
Carboeléctrica			0,811	99,189		100,000
Nucleoeléctrica					100	100,000

Fuente: Modificado por la autora de Morales, E., 2007.

⁹ El período de 2007 a 2017 corresponde a la Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017 y se simuló para poder continuar una extrapolación de consumo de combustibles hasta 2030, por medio de la tmca de las eficiencias en cada período.

Con estos porcentajes se calculó el consumo total anual por tipo de energético para cada una de las tecnologías, al aplicarlo al consumo total de combustibles de cada una de las tecnologías. El cálculo de la eficiencia, para 2007, se realizó ajustándolas de manera que el consumo de combustibles por tipo de energético coincidiera con el consumo de combustibles por tipo de energético para generar electricidad reportado en 2007 en el Balance Nacional de Energía (SENER, 2007.). En la Tabla V.9 se muestran las eficiencias iniciales ajustadas para dichos valores de combustibles.

Tabla V.9 Eficiencias iniciales ajustadas, 2007.

Tecnología	Eficiencia
Termoeléctrica convencional	0.355
Ciclo combinado	0.490
Turbogás	0.375
Combustión Interna	0.395
Dual	0.375
Carboeléctrica	0.390
Nucleoeléctrica	0.328
Hidroeléctrica	0.363
Geotermoeléctrica	0.363
Eoloeléctrica	0.3632

Fuente: Elaboración propia a partir de SENER, 2007., SENER, 2008. y Morales, E., 2008.

Para obtener la eficiencia de cada tecnología al final del período de la prospectiva de Sener (2017), se requiere de la generación bruta de cada una de las tecnologías, misma que se tomó de la Prospectiva 2008-2017. La generación bruta para la capacidad libre se obtuvo de considerar en la capacidad de generación libre: 28% Ciclo combinado y 72% Carboeléctrica, cotas que se sugieren en la metodología antes citada.

Para este cálculo se obtuvieron los factores de planta típicos de cada tecnología, como el promedio del factor de planta reportado año con año para cada tipo de central de generación durante el período de 2008-2017. Se utilizó la expresión (8), los valores capacidad eléctrica y generación contenidos en las Tablas V.4 y V.5 sin asignar ninguna tecnología a la capacidad libre. Los resultados se muestran en la Tabla V.10.

$$fp = \frac{\text{Generación}[GWh]}{\text{Capacidad}[MW]8.76 \left[\frac{GWh}{MW} \right]} \dots (8)$$

Tabla V.10 Factor de planta anual para cada tipo de tecnología.

Tecnología	fp típico*
Hidraulica	0,2987
Ciclo combinado	0,8214
Turbogás	0,0382
Carboeléctrica	0,7876
Geotérmica	0,8507
Nucleoeléctrica	0,8768
Eólica	0,4000
Combustión Interna	0,7310
Combustóleo	0,3361
Dual	0,8271

Fuente: Elaboración propia a partir de SENER, 2008.

La participación en la generación bruta que le corresponde a la capacidad libre, asignada como 28% ciclo combinado y 72% carboeléctrica en la capacidad instalada, se obtuvo con las expresiones y los valores obtenidos de $fp_{típico}$ de la Tabla V.10, de donde se obtienen las participaciones en la generación. (Consúltese anexo V.1.)

$$Participación_{Clibre} = 24.86\%$$

$$Participación_{Carboeléctrica libre} = 75.14\%$$

Una vez obtenido el porcentaje de participación en la generación bruta de ambos tipos de plantas asignados en la capacidad libre, se realizó el cálculo del consumo de combustibles para 2017. Una vez más se ajustaron las eficiencias de manera que coincidieran con los valores de consumo de combustibles estimados para 2017 y reportados en la página 146 de la Prospectiva del Sector eléctrico 2008-2017. Las eficiencias finales se muestran en la Tabla V.11.

Tabla V.11 Eficiencias finales ajustadas, 2017.

Tecnología	Eficiencia
Termoeléctrica convencional	0.375
Ciclo combinado	0.500
Turbogás	0.385
Combustión Interna	0.420
Dual	0.385
Carboeléctrica	0.400
Nucleoeléctrica	0.3276
Hidroeléctrica	0.363
Geotermoeléctrica	0.363
Eoloeléctrica	0.3632

Fuente: Elaboración propia a partir de SENER, 2007., SENER, 2008. y Morales, E., 2008.

Para poder calcular el consumo de combustibles fósiles por tecnología y luego por tipo de energético al año, con los valores ajustados de eficiencia en 2007 y 2017, se obtuvo la tasa media de crecimiento anual (tmca) entre estos años para la eficiencia; con ella y la generación bruta por tecnología se calculó el consumo de combustibles. Debe destacarse que al consumo de diesel se le aplicó la tmca indicada en la prospectiva, de -6.3%, pues con los porcentajes de contribución manejados en la Tabla V.11 el consumo de diesel en 2017 es mucho mayor al esperado. Para los otros combustibles, la diferencia en las estimaciones puede atribuirse a que en la prospectiva de Sener no se considera asignación alguna para las tecnologías de la capacidad libre. Otra consideración para ajustar estas eficiencias, es que este tipo de centrales mejora su eficiencia con el paso de los años, así que se buscó un incremento de las mismas respecto al año 2007.

Los valores de eficiencia para el año 2030 son los que aparecen en la página 166 de la Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017. Se tomaron los valores más altos para cada una de las tecnologías que ahí aparecen, mientras que para las centrales duales se consideró una eficiencia máxima del 45%.¹⁰

Una vez simulada la prospectiva de la Sener y obtenidos todos los datos de eficiencia en ese período y para 2030, así como los factores de planta típicos, se procedió a realizar los escenarios de participación de la energía eólica en el parque de generación. En los tres escenarios planteados, la constante es la participación mayoritaria de la tecnología carboeléctrica y de ciclo combinado, debido a la tendencia que se tiene de utilizar mayoritariamente estas tecnologías. En cada escenario se buscará incrementar el uso de la energía eoloeléctrica y ver el efecto que produce en el consumo de combustibles y las emisiones contaminantes a la atmósfera.

5.3.3 Escenarios para la participación de la generación eoloeléctrica en México al año 2030

Haciendo uso del aprendizaje obtenido en los capítulos anteriores, los siguientes tres escenarios a evaluación plantean la participación de la energía eólica en la generación de electricidad como porcentajes de contribución en la capacidad instalada al año 2030. Estos porcentajes de participación pueden asumirse como metas a alcanzar a largo plazo para contribuir con el uso de tecnologías limpias.

¹⁰ Morales, E., 2008.

5.3.3.1 Escenario de planeación

En este escenario se plantea que en el año 2030, la participación de la energía eólica será del 4%, lo que equivale a 4000MW, del total de la capacidad de generación instalada para el servicio público. Se propone este porcentaje de contribución, porque se prevé que en veinte años, se hayan implementado políticas energéticas que favorezcan el uso de las tecnologías renovables, que existe además dentro del marco regulatorio la inclusión de primas en el costo de la generación eoloeléctrica y la posibilidad de que exista tecnología de manufactura nacional o bien se haya abaratado el costo de aerogeneradores óptimos para aprovechar los vientos de nuestro país.

Siguiendo la metodología antes citada, para los años posteriores a 2017 se utilizó el estudio de CFE (véase Figura V.6) de la siguiente manera: primero se tomaron los valores esperados de capacidad instalada por tipo de tecnología para los años 2016 y 2026, se asignaron los porcentajes de 28% para tecnología de ciclo combinado y 72% para plantas carboeléctricas del total correspondiente a la Capacidad Libre (para ambos años). Se obtuvo la tmca en la capacidad instalada para cada tipo de central (véase Tabla V.12) y ésta se aplicó al período 2018-2026, partiendo del año 2017, para conocer la evolución de la capacidad instalada en este rango de años.

Tabla V.12 Capacidad instalada en el servicio público 2016-2026

Tecnología	Capacidad 2016 [MW]	Capacidad 2026 [MW]	tmca 2016- 2026 [%]
Hidraulica	14218,94	14704,74	0,34
Ciclo combinado	29152,98	43749,14	4,14
Turbogás	2622,91	3346,60	2,47
Carboeléctrica	10466,80	19937,60	6,66
Geotérmica	1035,36	2262,86	8,13
Nucleoeléctrica	1380,48	12169,44	24,32
Eólica	621,22	1286,56	7,55
Combustión Interna	207,07	507,06	9,37
Combustóleo	7247,52	1419,77	-15,04
Dual	2070,72	2028,24	-0,21
Libre	6005,09	577,66	-0,74
Total	69024,00	101412,00	3,92

Fuente: CFE, 2006.

Dado que el estudio de CFE plantea la necesidad de establecer cotas en la contribución de las tecnologías para abastecer la demanda futura con participaciones por tipo de central de: carboeléctrica (18%), ciclo combinado (45%) y nuclear (12%); y dado que al aplicar la tmca

calculada, para 2016-2026 de dicho estudio, hasta 2030; se obtuvieron contribuciones muy elevadas para el caso de la energía nuclear; se tomó la decisión de acotar nuevamente la contribución de estas tecnologías.

La tmca aplicada para 2027-2030 toma como valor inicial la capacidad que le corresponde a cada tecnología según la tmca del período (2016-2026), mientras que los valores para el año 2030 fueron reajustados. El total de la capacidad eléctrica se trató de mantener similar al obtenido con la tmca de 2016-2026 y de allí se partió para asignar porcentajes a la capacidad eléctrica instalada de: 14% hidroeléctricas, 45% centrales de ciclo combinado, 12% nuclear, 17% carboeléctrica y 4% para parques eólicos. La asignación para capacidad instalada por tipo de tecnología, así como la tmca para 2027-2030 se observa en la Tabla V.13.

Tabla V.13 Capacidad instalada en el servicio público 2027-2030

Tecnología	Capacidad 2026 [MW]	Capacidad 2030 [MW]	tmca 2016-2026 [%]
Hidraulica	13138,29447	16157,77506	5,31
Ciclo combinado	36150,43936	50144,81914	8,52
Turbogás	3278,600267	3677,286737	2,91
Carboeléctrica	9436,327329	18943,59834	19,03
Geotérmica	2188,964778	2992,71652	8,13
Nucleoeléctrica	11586,93257	13371,95177	3,65
Eólica	3593	6000	13,68
Combustión Interna	951,5532712	1337,195177	8,88
Combustóleo	2118,125096	1560,06104	-7,36
Dual	2061,187327	2228,658628	1,97
Total	84503,42446	116414,0624	8,34

Fuente: Elaboración propia a partir de CFE, 2006. y Morales, E., 2008.

La capacidad eoloeléctrica se agregó en tres períodos de 1,000MW cada uno, en intervalos de tres años a partir de 2018, para terminar con un último período de cuatro años con una adición de 1,000MW. La capacidad acumulada que se agregó de 2018-2030 fue de 4,000MW. Para todas las tecnologías, con los valores de capacidad instalada obtenidos para 2018-2030, el fp típico de cada tecnología (véase Tabla V.11) y la expresión (9), se obtuvo la generación bruta correspondiente a cada central al año.

$$Generación[GWh] = Capacidad[MW]8.76 \left[\frac{GWh}{MW} \right] * fp... (9)$$

Para obtener el consumo de combustibles fósiles requerido con este escenario de planeación, se tomaron los valores de eficiencia más altos que se encuentran en la página 166 de la Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017 y se asignaron a la eficiencia correspondiente al año 2030. Las eficiencias para el año 2018 se calcularon de aplicar la misma tmca para las eficiencias del período 2007-20017; con los valores de eficiencia para 2018 y 2030 se pudo obtener la tmca de la eficiencia en este período y calcular las eficiencias por tecnología al año; y con la generación bruta de cada tecnología que se obtuvo con la expresión (9) en los mismos años se calculó el consumo de combustibles.

Posteriormente se aplicaron los porcentajes de contribución por tipo de energético para cada central de generación y se obtuvo el consumo anual de los mismos. Para conocer el impacto de la inclusión de 4,000MW eoloeléctricos al campo de generación mexicano, se tomaron los factores de emisión contaminantes de la Tabla V.14 y se aplicaron al consumo anual de combustibles fósiles del período 2008-2030. Al aplicar estos factores pudieron obtenerse las emisiones de CO₂ que se producen del consumo de combustibles fósiles calculado.

Tabla V.14 Factores de emisión contaminantes.

Combustible	CO ₂ [ton/TJ]	CO [ton/TJ]	NO _x [ton/TJ]	SO _x [ton/TJ]	Partículas suspendidas [ton/TJ]	Hidrocarburos no quemados [ton/TJ]
Combustóleo	78,1	0,0143	0,205	1,41	0,0936	0,682
Gas natural	56,1	0,02	0,25	0,00876	0,00774	0,0259
Diesel	73,81	0,0625	1,25	0,672	0,147	0,44
Carbón	94,1967	0,01	0,74	0,542	0,00534	0,167

Fuente: Morales, E., 2008.

5.3.3.2 Escenario bajo

Este escenario también plantea un incremento en la capacidad eoloeléctrica instalada, debido a que este tipo de tecnología continuará incrementándose con el paso de los años, sin embargo, este crecimiento es el menor pues considera que no existe una promoción fuerte de la energía eólica en el servicio público. Existen incentivos medianos para la generación eoloeléctrica y principalmente, las condiciones de este escenario se deben al poco interés de los productores del servicio público en aumentar su capacidad eléctrica con esta tecnología, además de que no existe una política energética que la incluya como prioridad para evitar emisiones contaminantes a la atmosfera. También se debe a que se da prioridad a adición de proyectos por parte de los particulares y no del servicio público.

El porcentaje a alcanzar por la tecnología eoloeléctrica en este escenario será del 2% de la capacidad eléctrica instalada total en 2030. Esto equivale a la adición de 2000MW eoloeléctricos a partir de 2018, seguidos de los casi 600MW programados hasta 2017 por la Sener. La forma como se instalan es en tres períodos de tres años con 500MW cada uno, a partir de 2018 para terminar en 2026. El último período es de cuatro años (2027- 2030) en el que se instalan los restantes 500MW, para sumar una capacidad acumulada de 2,000MW de 2018-2030.

Para desarrollar este escenario se tomaron las tmca del escenario de planeación, con la diferencia de que la capacidad instalada para la energía eólica sólo alcanza los 2,593MW hasta 2030. Como los tres escenarios deben satisfacer las necesidades de demanda de energía debe asegurarse que la generación bruta para este escenario sea la misma que en el escenario de planeación. Para conseguirlo, se repartió la generación bruta faltante, debida a la reducción de capacidad eoloeléctrica instalada, en 50% centrales carboeléctricas y 50% ciclo combinado para el período de 2017-2030 y con la expresión de Generación[GWh] (9) se obtuvieron los MW requeridos para generar esta energía con las tecnologías carboeléctrica y ciclo combinado.

La capacidad de generación calculada se sumó a la capacidad eléctrica que se había calculado en el escenario de planeación para ambas tecnologías y se obtuvieron los valores corregidos para la evolución de la capacidad eléctrica y generación bruta en 2008-2030.

Tal como se realizó en el escenario de planeación, se obtuvo el consumo anual de combustibles fósiles con las eficiencias calculadas para 2028-2030 en el escenario de planeación y la generación bruta de este período (véase Anexo V.2). Posteriormente se hizo el cálculo del impacto del consumo de combustibles en las emisiones contaminantes, utilizando la Tabla V.18.

5.3.3.3 Escenario alto

Este escenario plantea un crecimiento constante de la energía eólica en el parque de generación, además de una fuerte promoción de incentivos tal como se ha realizado en otros países: primas, prioridad de acceso a la red y sobre todo la inclusión en el marco regulatorio de metas de contribución para parques eólicos a alcanzar en 2030, gestión de políticas energéticas nacionales y reducción del costo de tecnología apta para las condiciones de viento de nuestro país, ya sea por manufactura nacional o diseños adecuados de aerogeneradores. Debido también a una mayor preocupación por el cambio climático y el interés por diversificar el parque de generación

mexicano. El porcentaje de contribución, de la tecnología eoloelectrica, a alcanzar en 2030 por parte del servicio público será del 8%, esto corresponde a 9,597MW en la contribución de la capacidad de generación instalada total del servicio público.

Para desarrollar este escenario se parte del escenario de planeación, con la diferencia de la asignación de capacidad eoloelectrica. Se instalan 1,500MW eoloelectricos cada dos años a partir de 2018 para terminar con un último período de tres años (de 2028 a 2030) en el que también se agregan 1,500MW, al final se tiene una capacidad adicional acumulada de 9,000MW, más los 597MW instalados hasta 2017¹¹.

Debido al aumento de capacidad eléctrica instalada que utiliza energía eólica, la generación bruta para este escenario también aumenta y dado que los tres escenarios deben mantener la misma generación bruta de energía, se procede a eliminar el sobrante de energía en 2018-2030. Este se reparte en 50% carboeléctricas y 50% ciclo combinado de manera que con esta distribución se puede calcular la capacidad eléctrica que cada uno de los dos tipos de plantas requiere para generar dicha energía.

Esta capacidad de generación instalada se resta de los Mega Watts instalados en el escenario de planeación para cada una de las dos tecnologías y de esta forma se tiene la misma generación bruta que la del escenario de planeación. El cálculo del consumo de combustibles fósiles se realizó igual que en los escenarios anteriores, así como el cálculo de las emisiones contaminantes debidas a dicho consumo.

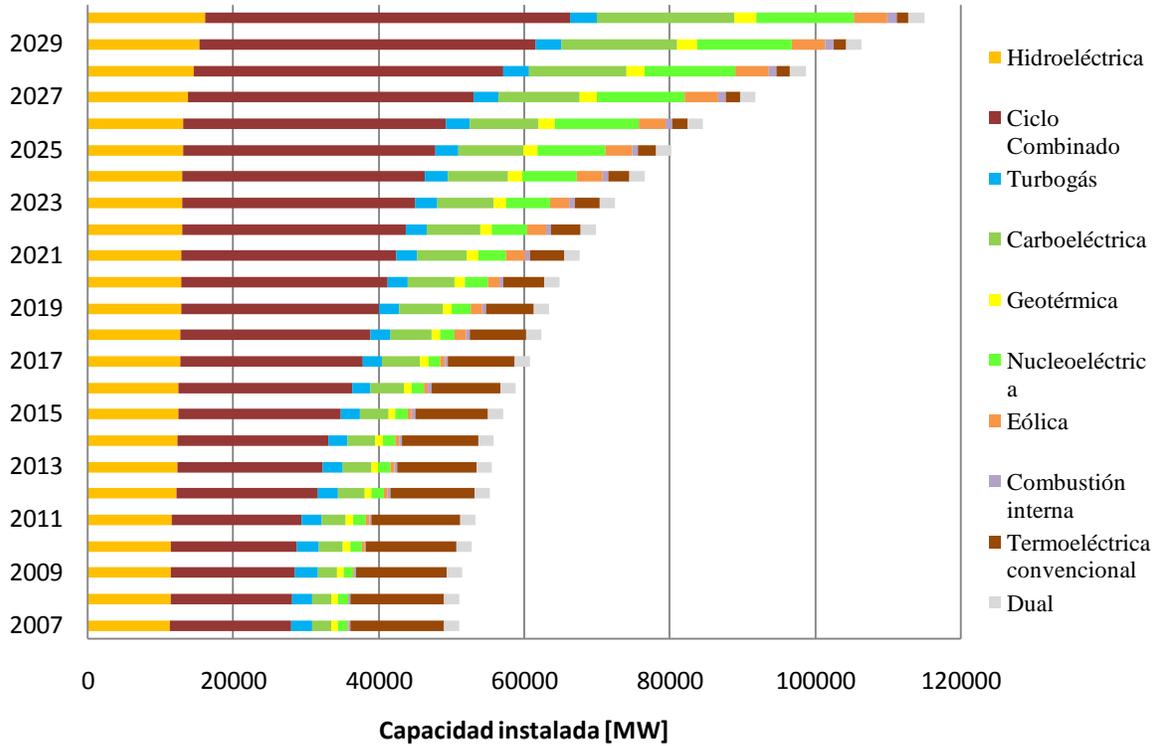
5.3.4 *Discusión de resultados*

Una vez aplicada la metodología con la que se realizó cada escenario, se obtuvieron resultados para la Capacidad instalada, Generación bruta, Consumo de combustibles y Emisiones contaminantes, mismas que se presentan a continuación. Los valores detallados de dichos resultados pueden verse en los Anexos I.1, I.2 y I.3.

¹¹ SENER, 2008.

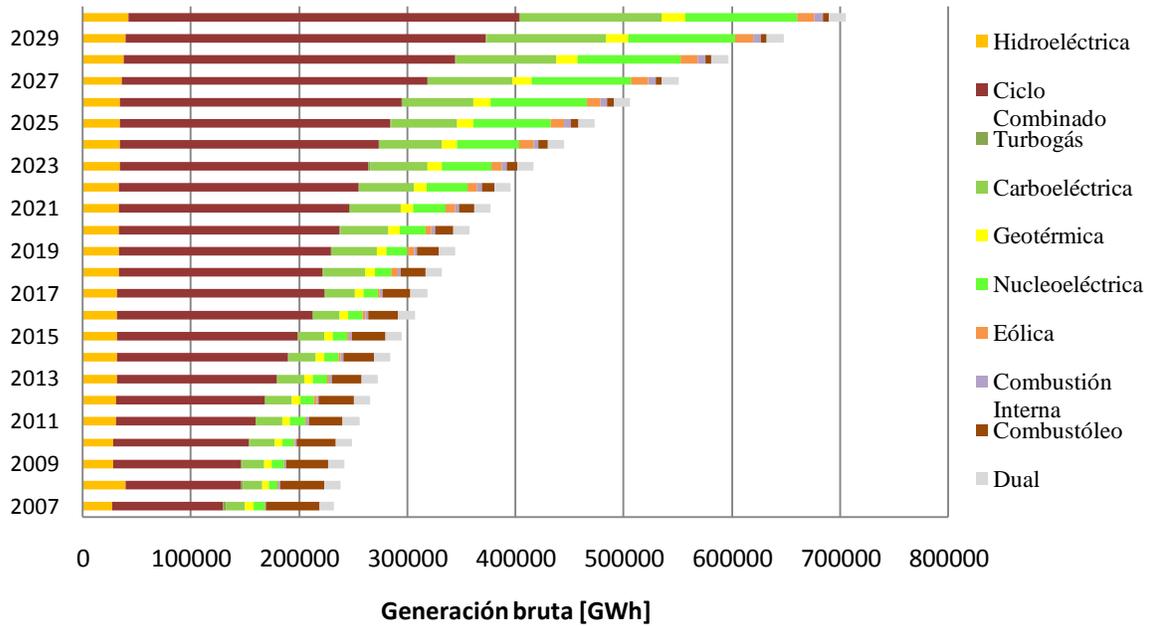
5.3.4.1 Escenario de planeación

La evolución de la capacidad instalada para el escenario de referencia se muestra en la Figura V.12, así como su correspondiente evolución de la generación bruta (véase Figura V.13). En ambas figuras se puede observar que la mayor contribución proviene de las tecnologías de ciclo combinado, seguido de las carboeléctricas y nucleares.



Fuente: Elaboración propia a partir de CFE, 2006., SENER, 2008. y Morales, E., 2008.

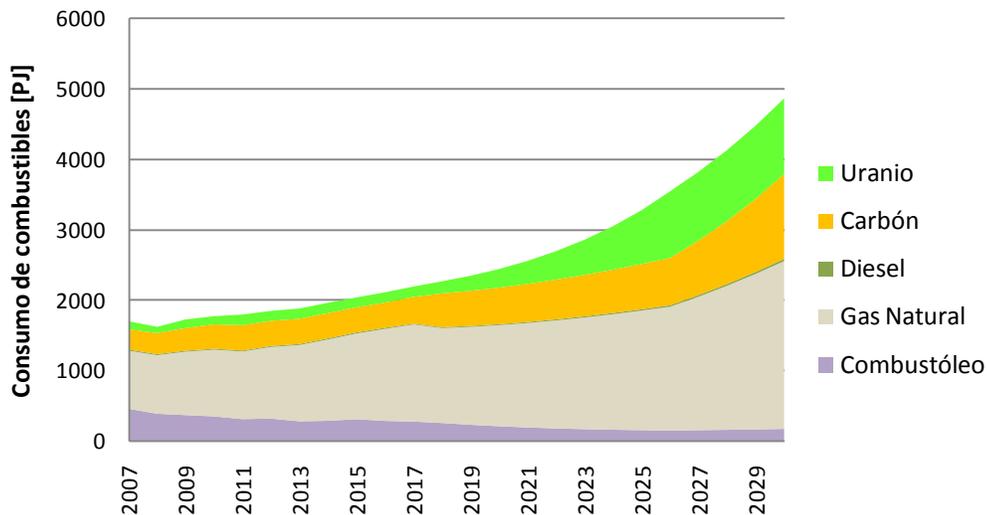
Figura V.12 Evolución de la capacidad instalada para el escenario de planeación 2007-2030[MW]



Fuente: Elaboración propia a partir de CFE, 2006., SENER, 2008. y Morales, E., 2008.

Figura V.13 Evolución de la generación bruta para el escenario de planeación 2007-2030 [GWh]

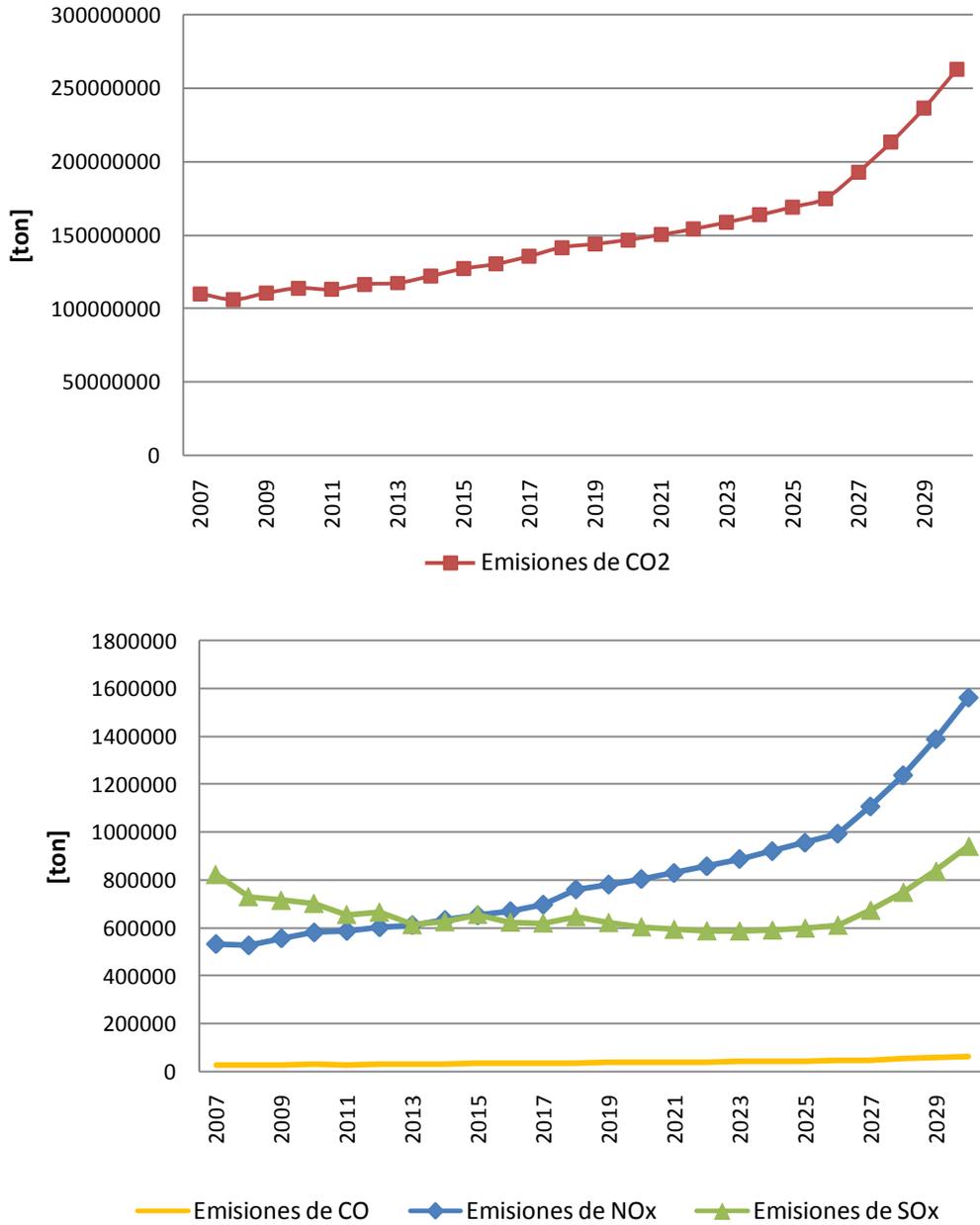
El consumo de combustibles correspondiente a la generación bruta del escenario de planeación se muestra en la Figura V.14, en esta Figura se puede apreciar el creciente aumento en el consumo de gas natural, así como la reducción en el uso de combustóleo.



Fuente: Elaboración propia a partir de CFE, 2006., SENER, 2008. y Morales, E., 2008.

Figura V.14 Consumo de combustibles para la generación eléctrica en el servicio público para el escenario de referencia [PJ]

Las emisiones contaminantes debidas al consumo de combustibles fósiles calculado para este escenario, se observan en la Figura V.15. Puede notarse un aumento mayor al doble de las emisiones de CO₂ debido a este consumo, de 2008 a 2030.

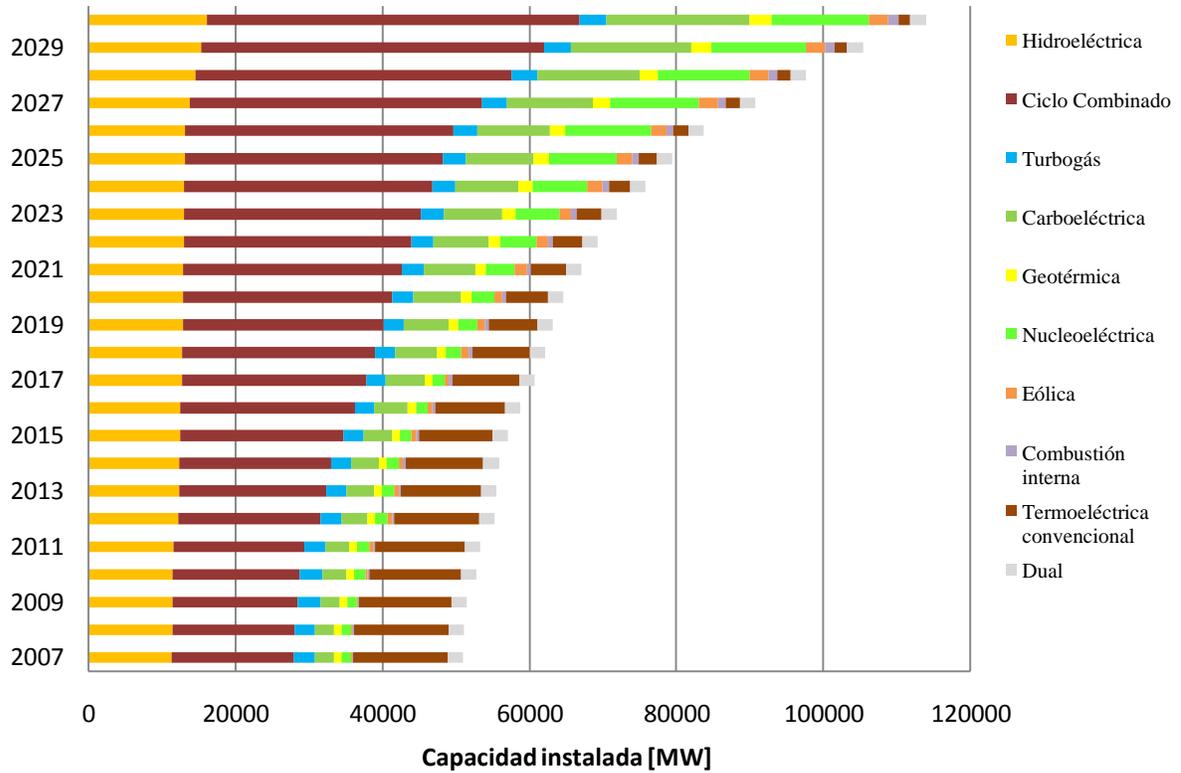


Fuente: Elaboración propia a partir de CFE, 2006., SENER, 2008. y Morales, E., 2008.

Figura V.15 Emisiones contaminantes para el escenario de planeación al año 2030 [ton].

5.3.4.2 Escenario bajo

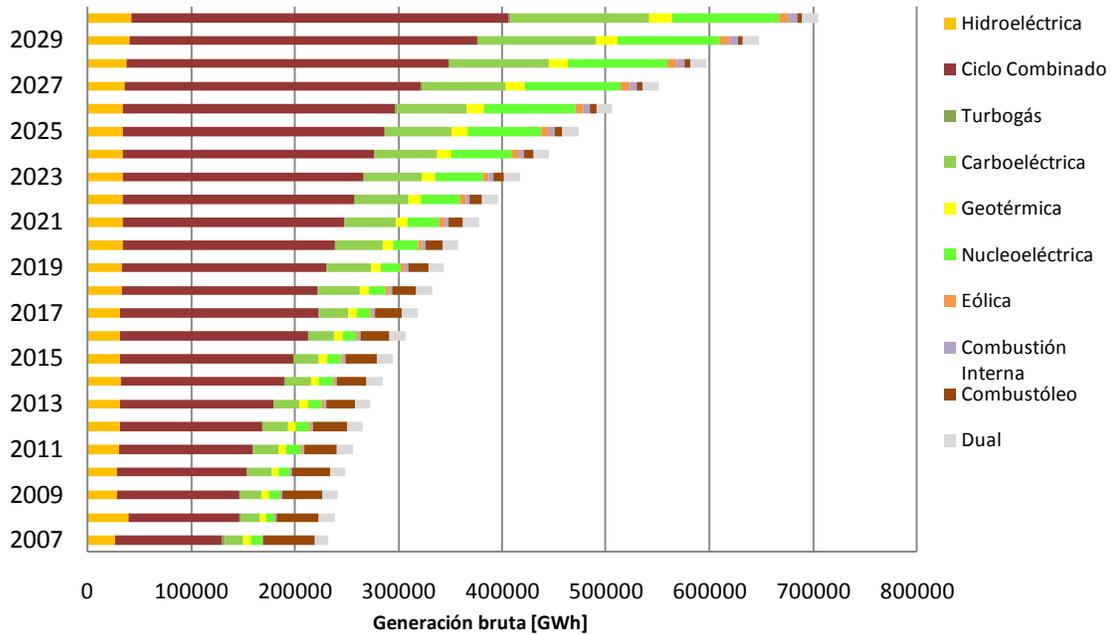
El comportamiento de la evolución estimada para la capacidad eléctrica instalada por tipo de tecnología en el servicio público se observa en la Figura V.16. En este escenario la participación de las plantas eoloeléctricas es de apenas el 2%, mientras que las tecnologías carboeléctrica, ciclo combinado e hidroeléctrica tienen la mayor participación.



Fuente: Elaboración propia a partir de CFE, 2006., SENER, 2008. y Morales, E., 2008.

Figura V.16 Evolución de la capacidad instalada para el escenario bajo 2007-2030[MW]

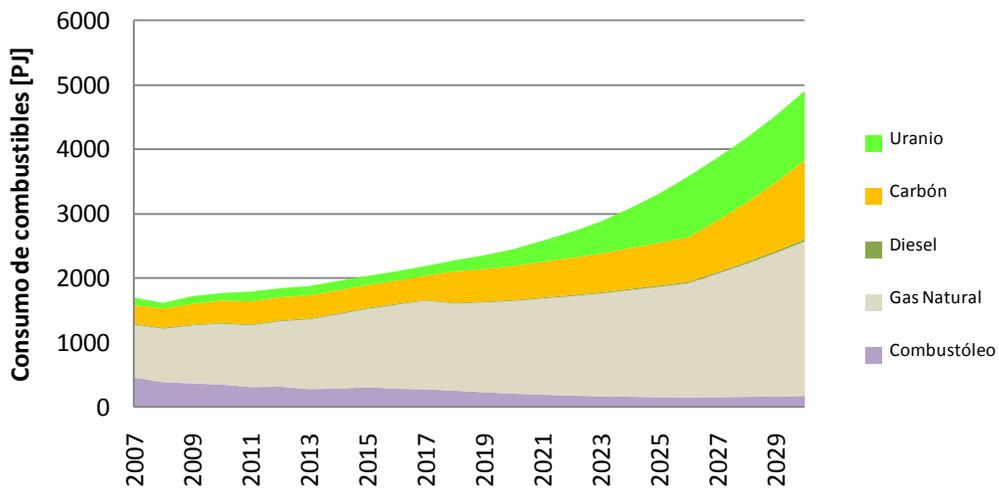
La evolución estimada para la generación eléctrica se muestra en la Figura V.17, en la que las tecnologías: nuclear, carboeléctrica y ciclo combinado tienen la mayor aportación a la generación bruta.



Fuente: Elaboración propia a partir de CFE, 2006., SENER, 2008. y Morales, E., 2008.

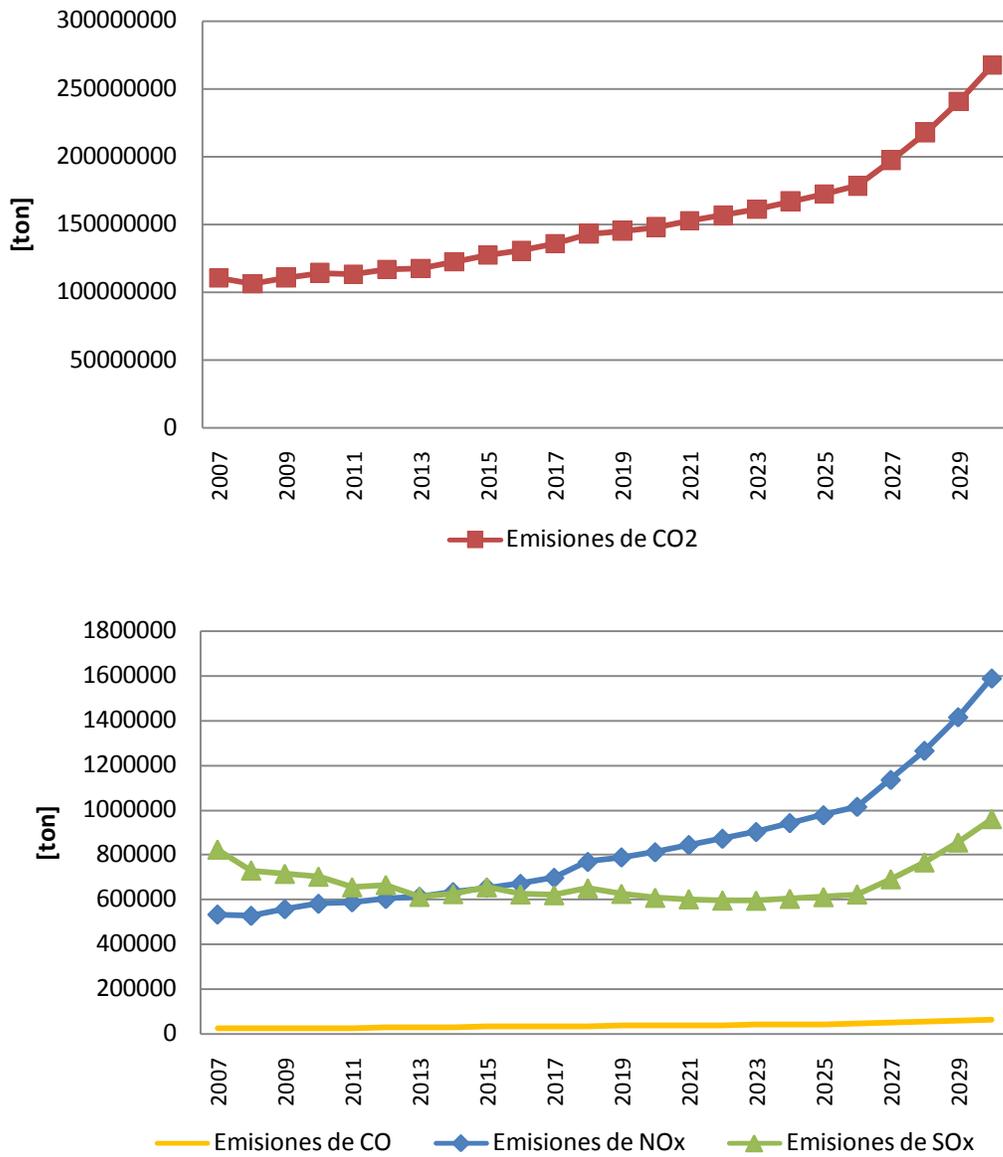
Figura V.17 Evolución de la generación bruta para el escenario bajo 2007-2030 [GWh]

El consumo de combustibles para generar electricidad para el escenario bajo se muestra en la Figura V.18, mientras que la Figura V.19 ilustra el comportamiento de las emisiones contaminantes debidas a dicho consumo de combustibles. Nótese como al final del período (2030) se tienen más emisiones de CO₂ en este escenario que en el de planeación.



Fuente: Elaboración propia a partir de CFE, 2006., SENER, 2008. y Morales, E., 2008.

Figura V.18 Consumo de combustibles para la generación eléctrica en el servicio público para el escenario bajo[PJ]

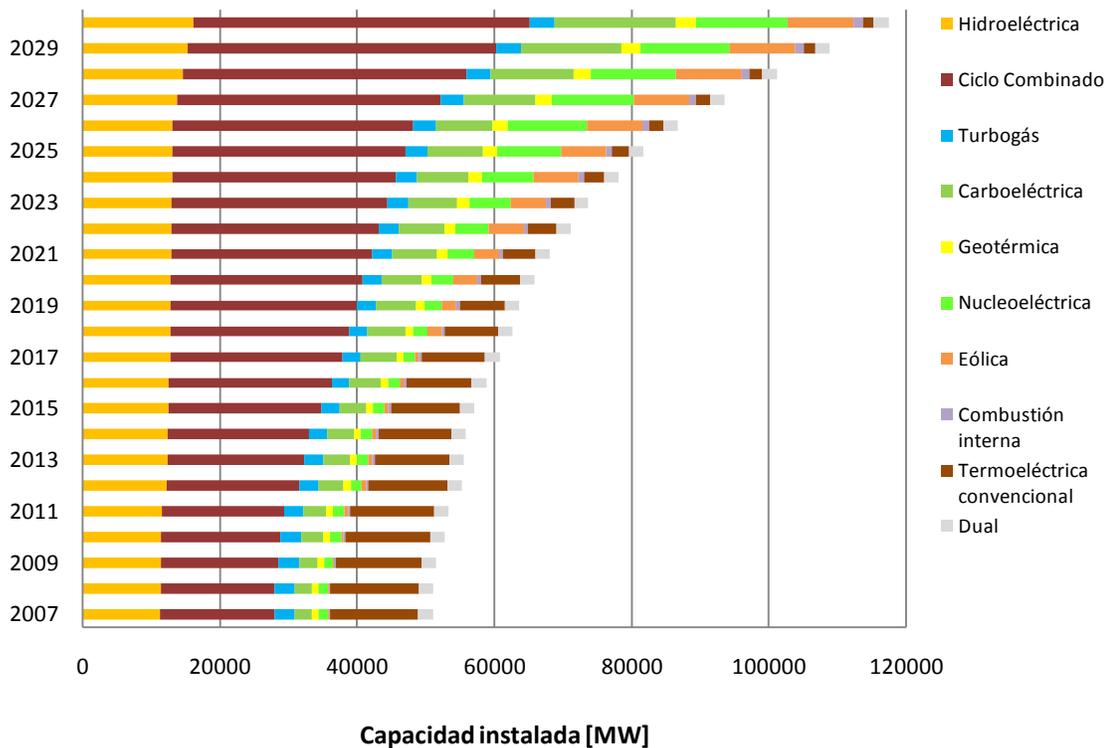


Fuente: Elaboración propia a partir de CFE, 2006., SENER, 2008. y Morales, E., 2008.

Figura V.19 Emisiones contaminantes para el escenario bajo al año 2030 [ton]

5.3.4.3 Escenario alto

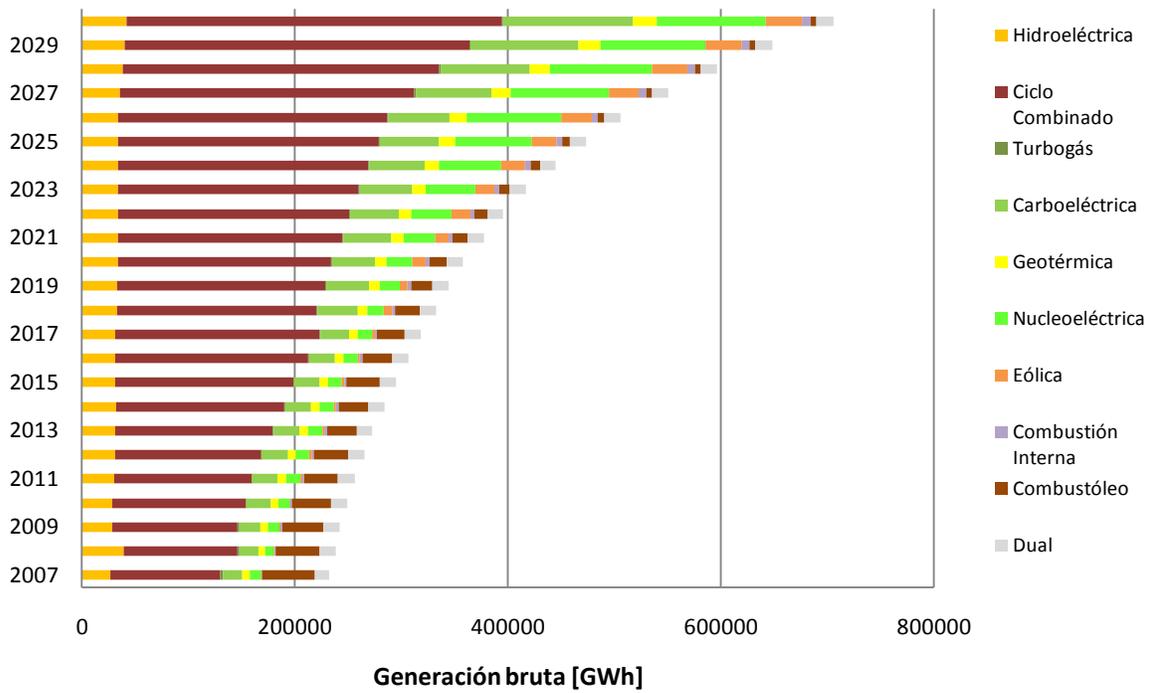
En este escenario la participación de la tecnología eoloeléctrica alcanza una contribución del 8% del total de la capacidad instalada, como puede apreciarse en la Figura V.20, es a partir de 2018 cuando empieza a incrementarse su uso. Nótese como en todas las Figuras (V.12, V.16 y V.20) la tecnología termoeléctrica convencional presenta una reducción notable, hasta dejar de tener una participación significativa en el año 2030.



Fuente: Elaboración propia a partir de CFE, 2006., SENER, 2008. y Morales, E., 2008.

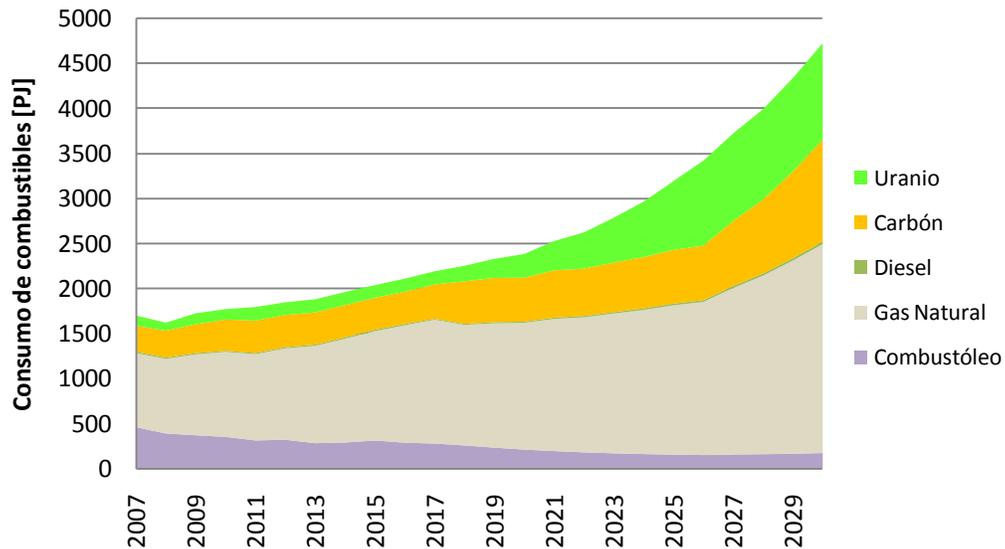
Figura V.20 Evolución de la capacidad instalada para el escenario alto 2007-2030[MW]

La evolución de la generación eléctrica por tipo de tecnología para el servicio público puede verse en la Figura V.21, mientras que la Figura V.22 contiene la trayectoria del consumo de combustibles para generar dicha energía eléctrica.



Fuente: Elaboración propia a partir de CFE, 2006., SENER, 2008. y Morales, E., 2008.

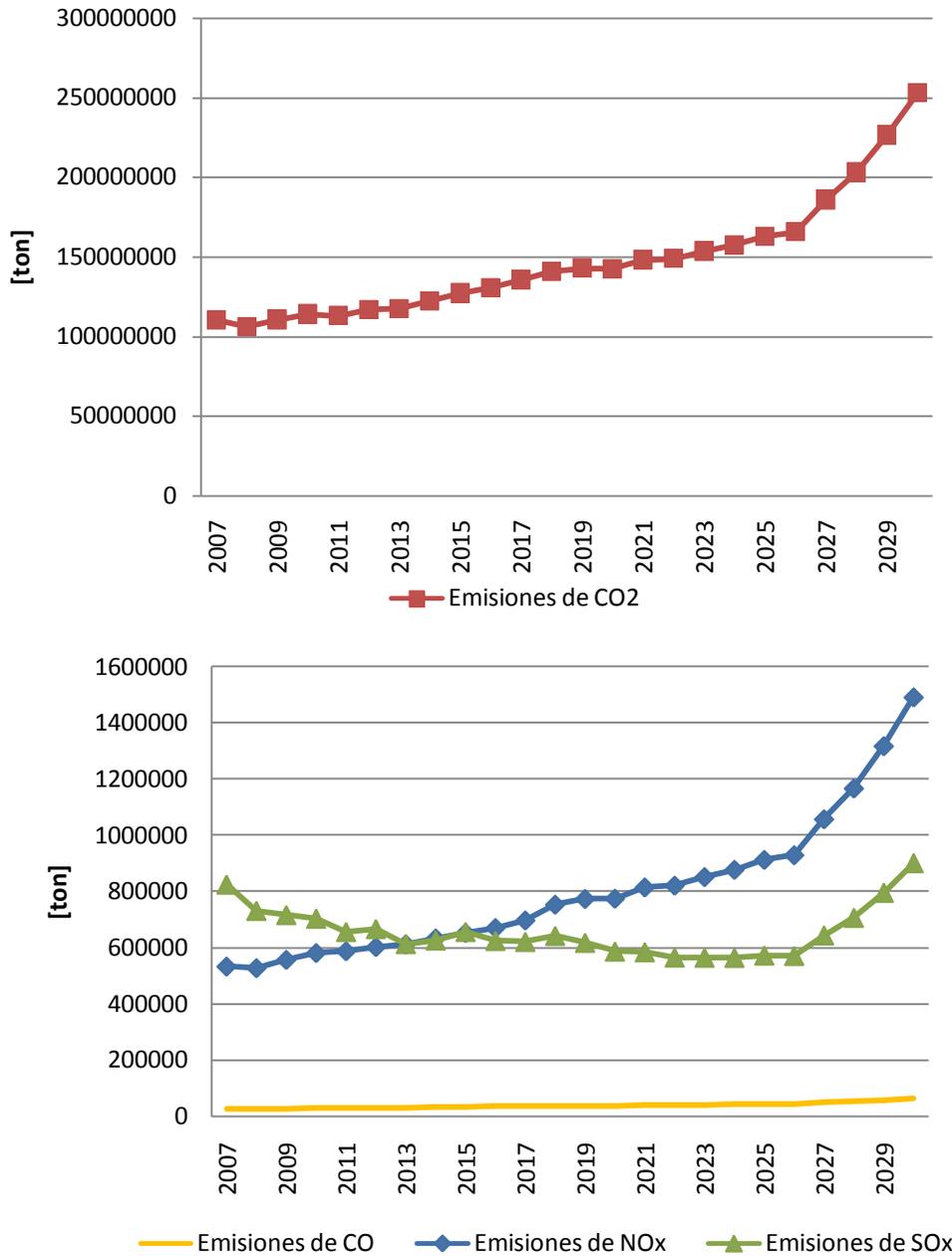
Figura V.21 Evolución de la generación bruta para el escenario alto 2007-2030 [GWh]



Fuente: Elaboración propia a partir de CFE, 2006., SENER, 2008. y Morales, E., 2008.

Figura V.22 Consumo de combustibles para la generación eléctrica en el servicio público para el escenario alto[PJ]

La siguiente Figura V.23 muestra la evolución de las emisiones contaminantes estimadas para el año 2030, debidas al consumo de combustibles fósiles para generar electricidad en el escenario alto.

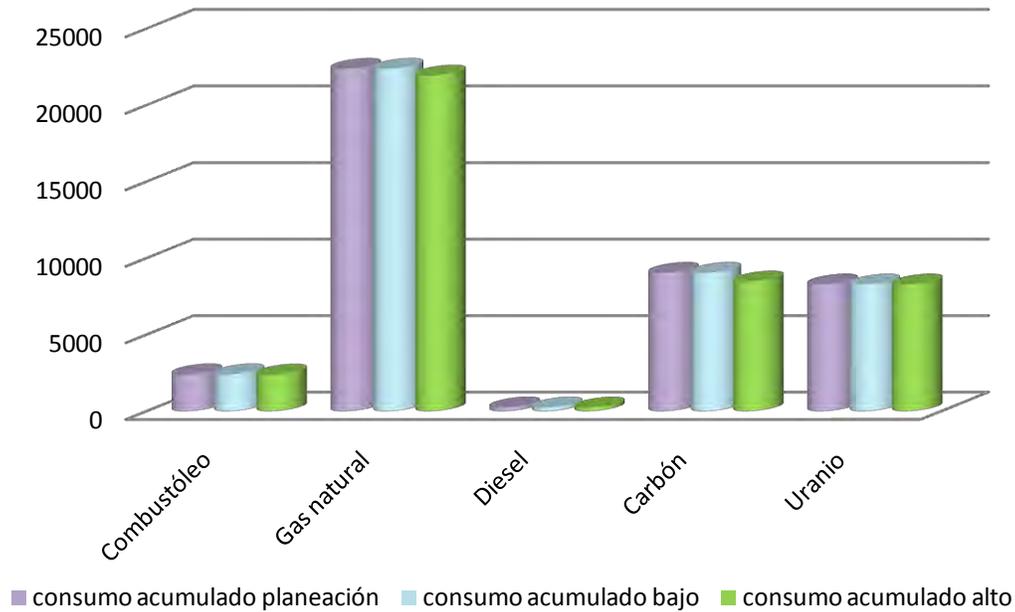


Fuente: Elaboración propia a partir de CFE, 2006., SENER, 2008. y Morales, E., 2008.

Figura V.23 Emisiones contaminantes para el escenario bajo al año 2030 [ton]

5.3.5 Beneficios ambientales

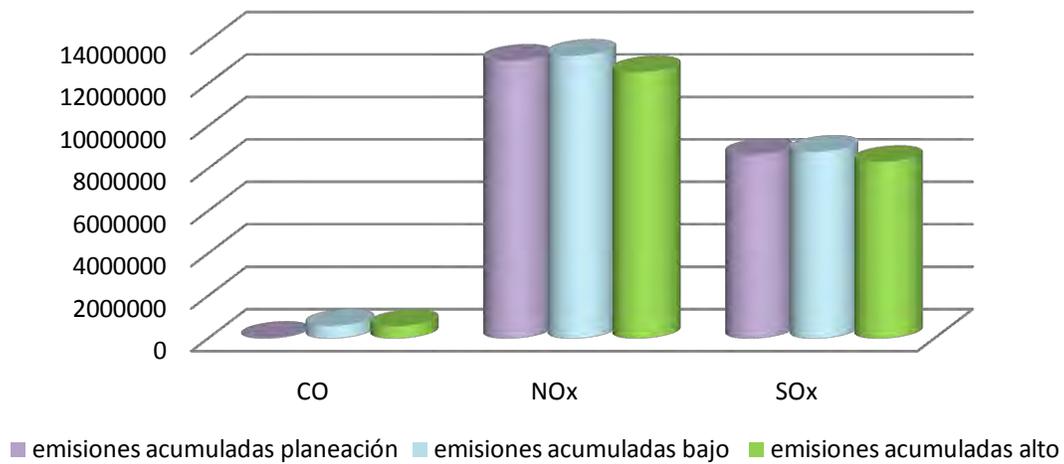
En la siguiente Figura V. 24 se muestra el consumo de combustibles fósiles acumulado para el período en el que se agregó la capacidad eoloeléctrica al parque de generación, es decir, para 2018-2030. De esta manera se pueden apreciar mejor los resultados obtenidos en cada uno de los escenarios. Puede concluirse que en general, el consumo de combustibles no se ve afectado en gran medida.



Fuente: Elaboración propia a partir de CFE, 2006., SENER, 2008. y Morales, E., 2008.

Figura V.24 Consumo de combustibles fósiles acumulado para generar electricidad para 2018-2030 para cada uno de los tres escenarios en el servicio público[PJ]

En la Figura V.25 pueden observarse las emisiones contaminantes acumuladas para 2018-2030 en los tres escenarios que se plantean adiciones de capacidad eoloeléctrica. Como puede verse, el impacto de las emisiones contaminantes es más notable que el consumo de combustibles fósiles.

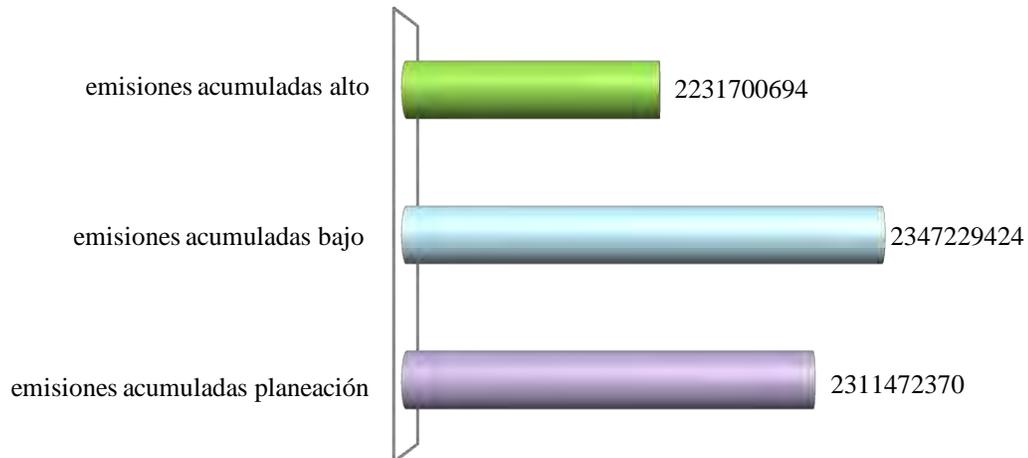


Fuente: Elaboración propia a partir de CFE, 2006., SENER, 2008. y Morales, E., 2008.

Figura V.25 Emisiones contaminantes acumuladas de 2018-2030 para los tres escenarios planteados en el servicio público [ton]

En la Figura V.26 se presentan las emisiones de CO₂ acumuladas durante 2018-2030, para el caso de la tecnología eoloeléctrica, el beneficio en su utilización se observa al calcular la cantidad de emisiones de CO₂ que se evitan al ser sustitución de una tecnología más contaminante.

Emisiones de CO₂ acumuladas



Fuente: Elaboración propia a partir de CFE, 2006., SENER, 2008. y Morales, E., 2008.

Figura V.26 Emisiones de CO₂ acumuladas en 2018-2030 para los tres escenarios planteados en el servicio público [ton]

Conclusiones

Las principales conclusiones de este capítulo en relación con la teoría prospectiva son:

- El estudio prospectivo tiene una gran importancia por su cualidad de permitir diseñar el futuro de acuerdo a lo que se desea conseguir y que además tiene calidad de probable y posible.
- La incertidumbre es el factor principal en el futuro, sin embargo, se pueden plantear escenarios que permitan visualizar diferentes condiciones en que esta puede presentarse.
- Las prospectivas no deben aterrizar nunca en el terreno de lo ficticio, para poder trabajar en alcanzarlas en el corto, mediano y largo plazo.

Para el análisis que se realizó sobre la situación actual de la energía eólica en nuestro país, destaca lo siguiente:

La velocidad del viento promedio anual en la zona del istmo de Tehuantepec es de 9 m/s, considerado como recurso eólico excelente, además de las estimaciones de 7000MW para la velocidad de viento promedio y de 33000MW a velocidades de 6.7 y 8.5m/s, sin contar el potencial en otros estados de la república. Este recurso eólico, por su intensidad, no tiene la tecnología que realmente aproveche su potencial pues, como se estudió en el Capítulo 2 y 3 de la presente tesis, los aerogeneradores comerciales están diseñados para menores condiciones de viento, pues se han instalado en países con recursos eólicos muy pobres.

En el presente se tienen registrados y comprometidos casi 2000MW de proyectos eólicos, programados para entrar en operación en 2011. Sin embargo, debe destacarse que 1,491MW corresponden a los productores particulares en la modalidad de Autoabastecimiento local y remoto.

Por esta razón en la creación de escenarios se tuvo mucho cuidado en no plantear valores ficticios para la contribución de la energía eólica en 2030 en un afán de promoverla. Como la prospectiva se hizo para el servicio público y considerando que en éste se tienen programados en 2017 únicamente 597MW, las adiciones a la capacidad eoloeléctrica instalada fueron de 4000MW para el escenario de planeación, 2000MW para el escenario Bajo y 9000MW para el escenario Alto.

Una conclusión importante sobre el impacto en las emisiones contaminantes de los tres escenarios realizados fue que aún en el escenario Alto, se evitarían el doble de las emisiones de CO₂ (35 y casi 80 millones de ton de CO₂, para el escenario bajo y alto respectivamente) calculadas para el escenario bajo y sin embargo, la instalación de estos MWatts eólicos no representa una reducción alta en el consumo total de combustibles fósiles y en el total de las emisiones de CO₂, de CO y de NO_x.

Sin embargo, también debe tomarse en cuenta que estos beneficios provienen de una tecnología con un factor de planta del orden del 40%, con lo que su contribución a reducir los gases de efecto invernadero se vuelve significativa. Aunado a ello, no se puede hablar de grandes beneficios ambientales si antes no se crean las condiciones que favorezcan a que se dé un mayor uso de la tecnología eólica en México.

De esta manera la aplicación de las lecciones de las experiencias internacionales en el desarrollo de parques eólicos es un factor importante en la concreción de escenarios a futuro. En México esta tecnología no puede ser competitiva si no se le brindan incentivos, políticas de promoción, un marco regulatorio estable o se plantean metas de contribución como objetivos a alcanzar. Debe recordarse que el interés principal de que se incremente su uso responde a políticas de protección al ambiente, de un menor uso de combustibles agotables y contaminantes. Mientras esto no ocurra, no se pueden plantear grandes metas que no se pretendan llevar a cabo.

Todo lo anterior hace notar una imprescindible toma de acciones para aprovechar el viento en México y contribuir con el uso de una tecnología que brinda diversidad al parque de generación, presenta beneficios ambientales al evitar emisiones contaminantes si se instalan en sustitución de centrales que consuman combustibles fósiles, provee de fuentes de empleo y puede ser una tecnología competitiva (como lo demuestran las experiencias internacionales).

Conclusiones Generales

Esta página se dejó en blanco intencionalmente.

Conclusiones generales

La tecnología eolieléctrica ha tenido un desarrollo ejemplar en la mejora de los componentes de las aeroturbinas, desde la utilización de nuevos materiales, el diseño de las aspas, el control y dirección electrónico, distintos componentes que atenúan el ruido, la utilización de diferentes tipos de generadores eléctricos dependiendo del aerogenerador en específico y quizá lo más notorio: el tamaño de los mismos. Estas mejoras técnicas y la producción en serie de estas máquinas han permitido la creación de un mercado de fabricantes vasto, algunos de ellos con reconocimiento a nivel mundial.

Esto además trae ventajas a nivel del costo de generación, pues al volverse un mercado competitivo, el precio de los aerogeneradores, que es el costo que más influye en el total de la generación eolieléctrica se ha reducido notablemente. En la actualidad el costo unitario de generación para un parque en tierra es alrededor de 5 a 6 centavos de dólar por kW-h y para un parque *offshore* es de 3 a 6 centavos de dólar/kW-h.

Las experiencias internacionales estudiadas en el capítulo tres arrojaron las siguientes lecciones: tanto Alemania como España tienen un marco regulatorio para las energías renovables que se desglosa en directivas para cada forma de generación en específico, en este caso la energía eólica. En los dos países se establece por ley dar prioridad de acceso a la red a la electricidad generada por fuentes inagotables, así como los porcentajes o metas de contribución en energía primaria o en capacidad instalada que conseguirán en 2010 y 2020. Para volver competitiva esta tecnología, dada su intermitencia y costos de maquinaria, han otorgado primas al costo de generación de manera que incentivan a los productores de energía a apostar por las plantas eólicas. En estos países, otro factor crucial para promover la tecnología eólica ya no sólo en sus países sino a nivel mundial es la creación de un mercado de tecnología de viento,

El caso de Estados Unidos indica que deben alargarse los plazos en los incentivos hasta ahora creados, así como la vigencia en sus leyes pues de otro modo quedaría truncado el crecimiento de esta tecnología. La India es un caso especial al ser una economía en desarrollo que

a través de subsidios del estado como evitar los impuestos los primeros cinco años de generación eoloelectrica, la generación distribuida en el sector rural y el único país que cuenta con un Ministerio dedicado las energías renovables.

En los cuatro países una característica común es que el crecimiento de las tecnologías que usan fuentes inagotables se debió a la inclusión de los productores privados ya sea de forma parcial o total en la generación de electricidad.

Los antecedentes de proyectos eólicos en México, coinciden todos en haber sido proyectos pilotos con el fin de conocer el recurso eólico de una zona o bien proyectos destinados al abastecimiento de electricidad en zonas rurales. Casi todos los proyectos anteriores al parque La Venta se encuentran fuera de operación, a excepción del aerogenerador de 2MW de Guerrero Negro.

La aprobación de la Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y la Transición Energética, aprobada el 28 de octubre de 2008, representa un instrumento que debe adecuarse en cuanto a la forma como se regulará la electricidad generada, el establecimiento de primas a la generación, u otras acciones concretas para que sirva efectivamente como regulador y promotor de estas tecnologías. Otra de las acciones es establecer metas de contribución a la capacidad de generación en el servicio público, como se ha hecho en otros países, a fin de tener un objetivo y compromiso concreto con las fuentes renovables.

México cuenta con uno de los mejores potenciales eólicos a nivel mundial, lo que se justifica por diversos estudios que han realizado institutos, laboratorios y empresas del ramo. El mejor potencial del país se encuentra en el Istmo de Tehuantepec con vientos superiores a los 10m/s con torres a 30m de altura. Esto representa una gran ventaja a comparación del recurso eólico en otros países donde han tenido que desarrollar máquinas capaces de moverse con velocidades de viento mucho menores, en cambio, aquí hace falta tecnología adecuada que aproveche mejor el viento y no deba ser detenida por los fuertes vientos que podrían destruirla.

En el presente se tienen registrados y comprometidos casi 2000MW de proyectos eólicos, programados para entrar en operación en 2011. Sin embargo, debe destacarse que 1,491MW corresponden a los productores particulares en la modalidad de Autoabastecimiento local y remoto.

Por esta razón en la creación de escenarios se tuvo mucho cuidado en no plantear valores ficticios para la contribución de la energía eólica en 2030 en un afán de promoverla. Como la prospectiva se hizo para el servicio público y considerando que en éste se tienen programados en 2017 únicamente 597MW, las adiciones a la capacidad eoloeléctrica instalada fueron de 4000MW para el escenario de planeación, 2000MW para el escenario Bajo y 9000MW para el escenario Alto.

Una conclusión importante sobre el impacto en las emisiones contaminantes de los tres escenarios realizados fue que aún en el escenario Alto, se evitarían el doble de las emisiones de CO₂ (35 y casi 80 millones de ton de CO₂, para el escenario bajo y alto respectivamente) calculadas para el escenario bajo y sin embargo, la instalación de estos MWatts eólicos no representa una reducción alta en el consumo total de combustibles fósiles y en el total de las emisiones de CO₂, de CO y de NOx. En porcentajes, las reducciones respecto al escenario de referencia fueron de 1.031% para el escenario alto y tuvieron un aumento del 1.01% para el escenario bajo.

Sin embargo, también debe tomarse en cuenta que estos beneficios provienen de una tecnología con un factor de planta del orden del 40%, con lo que su contribución a reducir los gases de efecto invernadero se vuelve significativa. Aunado a ello, no se puede hablar de grandes beneficios ambientales si antes no se crean las condiciones que favorezcan a que se dé un mayor uso de la tecnología eólica en México.

Todo lo anterior permite ver que aún cuando se incluya una gran capacidad eoloeléctrica, las emisiones contaminantes que se evitarían no son muy notables pero debe considerarse que aún así, la tecnología eoloeléctrica, no representa un porcentaje alto en la capacidad total

instalada, pues al año 2030 se está considerando que la tecnología de ciclo combinado, carboeléctrica y nucleoelectrica son las que tienen una mayor participación en la misma.

Finalmente, considero que este trabajo de tesis sirve de pauta no sólo para la creación de escenarios prospectivos a más largo plazo o escenarios en donde se consideren más factores como: la generación de electricidad producida al menor costo para las otras tecnologías; independientemente de que se fije un porcentaje de participación para la energía eólica, o bien escenarios que planteen otras variables en el diseño prospectivo. Considero además, que este trabajo de tesis permite considerar la toma acciones, como las lecciones de las experiencias internacionales, para que los escenarios además de deseables y probables sean alcanzables.

Referencias

Esta página se dejó en blanco intencionalmente.

Referencias Bibliográficas

- Ⓢ AEE, 2008. “Eólica 2008. Anuario del sector: análisis y datos”. Asociación Empresarial Eólica. España, 2008.
- Ⓢ Antezana, 2004. Antezana Nuñez, Juan Cristóbal. “Diseño y construcción de un prototipo de generador eólico de eje vertical”. Chile, 2004.
- Ⓢ APPA, 2005. “Libro Blanco de la Generación de Energía Eléctrica en España. La visión de los productores de energías renovables (APPA)”. Asociación de Productores de Energías Renovables. España, 2005.
- Ⓢ AWEA, 2008(a). “State- Level Renewable Energy Portfolio Standards (RPS)”. American Wind Energy Association. USA, 2008.
- Ⓢ AWEA, 2008(b). “Wind Energy Production Tax Credit (PTC)”. American Wind Energy Association. USA, 2008.
- Ⓢ AWEA, 2008(c). “Wind Power – Clean AND Reliable”. American Wind Energy Association. USA, 2008.
- Ⓢ AWEA, 2008(d). “Structuring a “Buy-Down” Program for Small Renewable Energy Systems: Some Recommendations”. American Wind Energy Association. USA, 2008.
- Ⓢ AWEA, 2008(e). “Top 20 States with Wind Energy Resource Potential”. American Wind Energy Association. USA, 2008.
- Ⓢ Bas, E., 1999. “Prospectiva. Herramienta para la gestión estratégica del cambio”. Editorial Ariel. España, 1999.
- Ⓢ Bazan et al, 2005. “Prospectiva energética para el periodo 2014-2030 del sector energía de México”. Programa Universitario de Energía. México, 2005.
- Ⓢ BMU, 2007. “EEG- The Renewable Energy Sources Act. The success story of sustainable policies for Germany”. Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety. Alemania, 2007.
- Ⓢ BMU, 2008(a). “Electricity from Renewable Energy sources. What does it cost us?”. Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety. Alemania, 2008.
- Ⓢ BMU, 2008(b). “Erneuerbare energien in zahlen. Nationale und Internationale Entwicklung“. Bundesministerium für Umwelt. Alemania, 2008.
- Ⓢ Borja, M., 1998. “Energía eólica: centrales eoloeléctricas”. Instituto de Investigaciones Eléctricas. México, 1998.
- Ⓢ Borja, M., 2005. “Prospectiva de la Tecnología de Generación Eoloeléctrica”. Instituto de Investigaciones Eléctricas. México, 2005.

-
- Ⓢ Borja, M., 2009. "Aspectos económicos de la generación eoloelectrica" Palacio de Minería, UNAM. México, 2009.
 - Ⓢ Breeze, P., 2005. Breeze, Paul. "Power Generation Technologies". E. U., 2005.
 - Ⓢ Cadenas et al, 2007. CADENAS TOVAR, Roberto y Saldívar Urquiza, Gaffie. "Educación y Nuevas Tecnologías Central Eoloelectrica La Venta II". Revista Digital Universitaria [en línea], Vol. 8, No. 12. México, 2007.
 - Ⓢ Castañeda, A., 2008. "Generación de electricidad a partir de energías renovables: participación de las empresas privadas". Tesis Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería. México, 2008.
 - Ⓢ CFE, 2006. "Retos para atender la demanda futura de electricidad", Gerencia de Programación de Sistemas Eléctricos. Comisión Federal de electricidad. México, 2006.
 - Ⓢ CFE, 2008. "Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2008-2017". Subdirección de Programación, Coordinación de Planificación. México, 2008.
 - Ⓢ CFE, 2008(a). "Proyectos eólicos Oaxaca I, II, III y IV". Subgerencia de Sistema. Comisión Federal de Electricidad. México, 2008.
 - Ⓢ CFE, 2008(b). "Evolución del Sistema Eléctrico Nacional: Energía Renovable y Eficiencia energética". Comisión Federal de electricidad. México, 2008.
 - Ⓢ Christmann, R., 2007. "Wind Energy in Germany: Policy, Status and Research Activities" KWEA. Korea, 2007.
 - Ⓢ De Delás, M., 2004. "El entorno normativo de la Energía Eólica". Energía, Revista de Ingeniería energética y Medioambiental, No. 174, Especial Energía Eólica. España, 2004.
 - Ⓢ Dutilleux, P., 2008. Dutilleux, Pierre. "Status and perspectives of wind energy". DEWI- GmbH. Alemania, 2008.
 - Ⓢ EIA, 2008(a). "Capacidad instalada total 2008, para todos los países" Administración de información de la Energía. Estados Unidos, 2008.
 - Ⓢ EIA, 2008(b). "Capacidad instalada total 2008 por tipo de tecnología, para todos los países" Administración de información de la Energía. Estados Unidos, 2008.
 - Ⓢ EIA, 2008(c). "Generación de electricidad total 2008, para todos los países" Administración de información de la Energía. Estados Unidos, 2008.
 - Ⓢ IEA, 2008(d). "Generación de electricidad total 2008 por tipo de tecnología, para todos los países" Administración de información de la Energía. Estados Unidos, 2008.
 - Ⓢ Elliot et al, 2004. Elliot, D., "Atlas de Recursos Eólicos del Estado de Oaxaca". Laboratorio Nacional de Energía renovable. México, 2004.

-
- Ⓢ *Energía*, 2007. “Real Decreto 661/2007 sobre Régimen Especial”. *Energía, Revista de Ingeniería Energética y Medioambiental*, No. 199. España, 2007.
 - Ⓢ EWEA, 2004. “Technology”. *Wind Energy- the Facts, Volume 1. EWEA & European Commission’s Directorate General for Transport and Energy (DG TREN).2004.*
 - Ⓢ EWEA, 2007(a). “Delivering offshore wind power in Europe. Policy recommendations for large-scale deployment of offshore wind power in Europe by 2020”. *European Wind Energy Association*, 2007.
 - Ⓢ EWEA, 2007(b). “Wind power in Europe by end of 2007”. *European Wind Energy Association*. 2007.
 - Ⓢ EWEA, 2008. “Annual Report 2007. Delivering Energy and Climate Solutions”. EWEA. 2008.
 - Ⓢ Eurelectric, 2007. “Electricity Tariffs as of 1 January 2007”. *Union of the Electricity Industry- Eurelectric*. 2007.
 - Ⓢ Farret et al, 2006. Farret, Felix A. y Godoy Simões, M. “Integration of Alternative Sources of Energy”. *John Wiley & Sons, Inc. E. U.*, 2006.
 - Ⓢ Farriols et al, 2004. Farriols, X. y Jordà, E. “Financiación de los parques eólicos”. *Energía. Revista de Ingeniería Energética y Medioambiental*, No. 174, Edición Especial. España, 2004.
 - Ⓢ GAMESA EÓLICA, 2005. “Retos Tecnológicos en Aerogeneradores”. *Gamesa Eólica. España*, 2005.
 - Ⓢ GAMESA, 2007. “GAMESA G52-850 kW”. *Hoja de especificaciones de un aerogenerador. España*, 2007.
 - Ⓢ García, M. A., 2007. “Aspectos económicos, tecnológicos y ambientales de la energía eólica para la generación de electricidad en México”. *Tesis Maestría, UNAM, Facultad de Ingeniería. México*, 2007.
 - Ⓢ Garduño, R., 2004. “Prospectiva para todos. Construcción de escenarios”. *Facultad de Ciencias Políticas y Sociales, Universidad Nacional Autónoma de México. México*, 2004.
 - Ⓢ Gill, Ringland. “Scenario Planning”. *John Wiley & sons Ltd. Inglaterra*, 2006.
 - Ⓢ Granados, R., 2005. Granados, Ricardo. “Generación de Electricidad y Medio Ambiente: el reto de la sostenibilidad”. *Canales de Mecánica y electricidad. Noviembre-diciembre*, 2005.
 - Ⓢ Hernández, C., 2003. “Futuro de la generación eléctrica con energías renovables”. *Energía, Revista de Ingeniería Energética y Medioambiental*, No. 169, Edición Especial: Futuro de la Generación Eléctrica en España. España, 2003.
 - Ⓢ IDAE, 1992. “Energía eólica”. *Manuales de Energías Renovables. España*, 1992.

- Ⓢ IDAE, 2005. "Plan de energías Renovables en España. 2005-2010". España, 2005.
- Ⓢ IDAE, 2006. "Energía eólica". Manuales de energías renovables 3. España, 2006.
- Ⓢ IDAE, 2007. "Situación de la Energía Eólica en España". Energía Eólica. España, 2007.
- Ⓢ IEEE, 1997. "Impacto del Marco Regulatorio legal y ambiental en el desarrollo del autoabastecimiento y la cogeneración en México". Décima reunión de Verano de Potencia, IEEE, México, 1997.
- Ⓢ Jamasb, T. et al, 2006. Jamasb, T., Nuttal, W., Pollit, M. "Future Electricity Technologies and Systems". Cambridge. E. U., 2006.
- Ⓢ Meteosim Truewind, 2008. "Nuevo atlas eólico de alta resolución del estado de Jalisco (México)". Meteosim Truewind. España, 2008.
- Ⓢ Miklos et al, 1991. Miklos T. y Tello, Ma. Elena. "Planeación prospectiva: Una estrategia para el diseño del futuro", Editorial LIMUSA: Centros de estudios prospectivos Fundación Javier Barros Sierra. México, 2001.
- Ⓢ Miyara, 2000. "Niveles Sonoros". Comité científico interdisciplinario de ecología y ruido. Argentina, 2000.
- Ⓢ MNRE, 2007(a). "Support Programs". Ministry of New and Renewable Energy. India, 2007.
- Ⓢ MNRE, 2007(b). "Renewable Energy for Rural Applications". Ministry of New and Renewable Energy. India, 2007.
- Ⓢ Morales, E., 2008. "Utilización de la Energía Nuclear en la Generación Eléctrica en México al año 2030: Perspectivas e implicaciones Energéticas y medioambientales". Tesis Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería. México, 2008.
- Ⓢ Mosquera, 2005. Mosquera, Pepa. "Eólica", Colección Energías Renovables para todos de la Revista Energías Renovables. España, 2005.
- Ⓢ Mujica, F., 1991. "La Prospectiva: Técnicas para visualizar el futuro". Legis Editores S.A. Colombia, 1991.
- Ⓢ Olmos, V. et al, 2004. Olmos García, V., Romero Zamora, J. J. y González Herraiz, S. "Análisis económico de un parque eólico". Revista de Ingeniería Energética y Medioambiental. ENERGÍA, No. 174. España, 2004.
- Ⓢ Programa Synergy, 2005. "Metodologías para la Implementación de los Mecanismos flexibles de Kioto – Mecanismo de Desarrollo Limpio en Latinoamérica". Guía Latinoamericana del MDL.
- Ⓢ 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 Ecosseguridades México. México, 2008.

- Ⓢ Ramos, A., 2008. "Proyecto Eólico La Venta III". *Primer Encuentro Internacional para el Fomento de las Energías Renovables en el Estado de Oaxaca*. CFE. México, 2008
- Ⓢ SENER, 2006. "Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable en México". *Secretaría de Energía*. México, 2006.
- Ⓢ SENER, 2007. "Balance Nacional de Energía 2007". *Secretaría de energía*. México, 2007.
- Ⓢ SENER, 2008. "Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017". *Secretaría de Energía*. México, 2008.
- Ⓢ Sasse, D., 2007. "Propuesta para un marco jurídico y regulatorio de proyectos de energías renovables mas confiable para la inversión privada". *Tesis Licenciatura (Licenciado en Derecho)-Universidad Latina, Escuela de Derecho*. México, 2007.
- Ⓢ Steffen, E., 2008. Steffen, Ebert. "German Wind Market and Industry- Current Developments and Perspectives". *German Wind Energy Association, BWE*. Alemania, 2008.
- Ⓢ UNAM, 2008. "Diagnóstico del recurso eólico en CU UNAM Ciudad de México". *Macroproyecto CU y la Energía*. UNAM. México, 2008.
- Ⓢ Velázquez, V., 2001. "Aprovechamiento de la energía eólica en México". *Tesis Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería*. México, 2001.
- Ⓢ WINDPOWER, 2003. "Manual de referencia sobre la energía eólica". *Asociación danesa de la industria eólica*. Dinamarca, 2003.

Referencias en Internet

Aspectos técnicos:

Asociación Danesa de la Industria Eólica <http://www.windpower.org/es/tour/wres/index.htm>

Asociación Alemana de la energía eólica <http://www.wind-energie.de>

Asociación Europea de Energía Eólica <http://www.ewea.org>

Diagnóstico de las reservas eólicas en la ciudad universitaria http://132.248.59.12/cu_1_17/index.html

Costo de externalidades <http://www.externe.info>

Instituto para la Diversificación y el Ahorro Energético en España <http://www.idae.es/>

Instituto de Investigaciones Eléctricas <http://www.iie.org.mx>

Publicaciones técnicas <http://www.arquinstal.com.ar/index.htm>

http://www.medioambienteonline.com/site/root/resources/industry_news/6382.html

Cursos de análisis de proyectos de energías limpias <http://www.retscreen.net>

Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático <http://unfccc.int>

Dammanster, Manifiesto en contra de la Energía Eólica en Alemania

<http://wilfriedheck.tripod.com/manifs.htm>

Gamesa Eólica <http://www.gamesa.es>

Publicaciones técnicas <http://www.alcion.es>

<http://www.enercon.com>

Experiencias internacionales:

Noticias de Alemania

<http://www.auswaertiges-amt.de/diplo/es/Aussenpolitik/Themen/EnergieKlima/InternationaleEnergiepolitik.html>

Ley de Energías Renovables (EEG) en español <http://www.bee-ev.de/index.php?a=17>

Instituto Alemán de Energía Eólica <http://www.dewi.de>

Agencia Internacional de Energía: Estadísticas de Alemania

<http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Germany/Full.html>

Energías Renovables en Alemania <http://www.erneuerbare-energien.de>

Embajada alemana en Washington

http://www.germany.info/relaunch/politics/new/pol_Bali_Cabinet_Energy_Measures_12_2007_esp.html

Reportes del Instituto Alemán de Energía Eólica (DEWI)

http://www.hamburg-messe.de/windenergy/we_en/start_main.php

Portal sobre Energías Renovables en Alemania

<http://www.renewables-made-in-germany.com/es/energia-eolica/>

Marco histórico de Alemania

http://www.tyhturismo.com/data/destinos/alemania/economia/mat_primas_y_energia/index.html

http://www.ucsusa.org/clean_energy/clean_energy_policies/public-utility-regulatory-policy-act-purpa.html

Asociación Empresarial Eólica España http://www.aeeolica.org/english/html/forecasting_exercise.html

Noticias sobre Energías Renovables <http://www.energias-renovables.com>

Asociación de Productores de Energías Renovables <http://www.appa.es/>

Asociación Española de la Industria Eléctrica <http://www.unesa.es>

Reportes de capacidad instalada en India

http://cea.nic.in/power_sec_reports/Executive_Summary/2008_06/27-33.pdf

Embajada India www.embajadaindia.net/docs/presentation_wind_energy.pps

Portal de información histórica, cultural y estadística de todos los países del mundo

<http://es.countryreports.org/economy/electricityresources.aspx?Countryname=&countryId=91>

Guía mundial de la energía

http://paises.enerclub.es/guia_ampliada/Alemania--3/Electricidad--8/Importaciones%20de%20electricidad--72/index.html

American Wind Energy Association www.awea.org/Market_Report_Jan08.pdf

Banco Central Europeo <http://www.ecb.int/stats/exchange/eurofxref>
Energy International Administration <http://www.eia.org>

Tarifas eléctricas en la Unión Europea <http://www.eurelectric.org>

Estadísticas mundiales de la energía eólica <http://home.wxs.nl/~windsh/stats.html>

Agencia Internacional de Energía <http://www.iea.org>

Agencia Internacional de Energía eólica <http://www.ieawind.org/>

Ministerio de Energía en la India <http://powermin.nic.in/>

Escenario de la energía eólica en la India <http://www.windpowerindia.com>

Reporte sobre la situación de la energía eólica en India <http://www.primaryinfo.com/windfarms.htm>

Potential of wind power projects under the Clean Development Mechanism in India (Ministry of power)
<http://www.pubmedcentral.nih.gov/articlerender.fcgi?artid=1971262#B4>

Sistema Eléctrico Español http://www.ree.es/sistema_electrico/pdf/infosis/Inf_Sis_Elec_REE_2006.pdf

Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas <http://www.udape.gov.bo/>

México:

Comisión Federal de electricidad <http://www.cfe.gob.mx>

Eólica en México

<http://www.cinvestav.mx/Portals/0/Publicaciones%20y%20Noticias/Revistas/Cinvestav/octdic%202006/generacion%20limpia.pdf>

Comisión Nacional de Energía <http://www.conae.gob.mx>

Escuela de Ingeniería Electrónica <http://www.eie.fceia.unr.edu.ar>

Noticias sobre Energías Renovables

http://www.energiasrenovables.ciemat.es/?pid=4000&id_seccion=1&tipo=noticias&id=381

Revista internacional de ciencias de la tierra http://www.mappinginteractivo.com/plantilla-ante.asp?id_articulo=95

Atlas eólico de Jalisco <http://www.meteosimtruewind.com>

Laboratorio Nacional de Energías Renovables <http://www.nrel.gov/wind/publications.html>

Portal de noticias de energías renovables en México <http://www.oaxacaenergialimpia.com.mx>

Portal de noticias sobre energías renovables <http://www.planetaazul.com.mx>

Parques eólicos en desarrollo en México <http://www.preneal.es/contenido.asp?seccion=1&subseccion=8>

Revista digital Universitaria, UNAM <http://www.revista.unam.mx>

Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales <http://www.semarnat.gob.mx>

Secretaría de Energía <http://www.sener.gob.mx>

La Actitud Prospectiva, Revista Universidad de Guadalajara
<http://www.cge.udg.mx/revistaudg/rug26/art2dossier26.html>

Otras:

Real Academia de la Lengua Española <http://buscon.rae.es>

Anexo I.1

Evolución de la capacidad
instalada para los escenarios de
Planeación, Bajo y Alto.

ESCENARIO DE PLANEACIÓN

Se adicionan 4000MW de 2018 a 2030. Las adiciones son de 1000MW cada tres años a partir de 2018, el último período es de cuatro años (de 2027-2030) en el que se agragan los últimos 1000MW para sumar un total de 4000MW.

Participación del 4% de la energía eólica en la capacidad instalada total en 2030.

Tabla 1.1 Evolución de la capacidad instalada para el Servicio Público, Escenario de Planeación 2007-2030 [MW]

Tecnología	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Hidráulica	11343	11383	11433	11483	11523	12273	12365	12365	12515	12515	12747	12790
Ciclo combinado	16662	16662	17062	17302	17855	19305	19993	20683	22255	23796	25087	26127
Turbogás	2831	2831	3115	3051	2829	2829	2741	2651	2693	2590	2633	2698
Carboeléctrica	2600	2600	2600	3278	3278	3608	3834	3834	3834	4584	5284	5635
Geotérmica	960	960	960	983	1043	1043	1043	1043	1043	1083	1083	1171
Nucleoeléctrica	1365	1365	1365	1634	1634	1634	1634	1634	1634	1634	1634	2031
Eólica	86	86	86	289	593	593	593	593	593	593	593	1593
Combustión Interna	214	214	225	225	268	274	339	382	425	425	425	465
Combustóleo	12866	12866	12550	12438	12219	11619	10869	10569	10031	9502	9186	7804
Dual	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2096
Libre							314	314	314	1355	1355	1345
Caldera de lecho fluidizado						300	300	300	300	300	300	
Plantas móviles	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
Total	51030	51070	51499	52786	53345	55581	55815	56158	57426	59125	61075	62410

Tecnología	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Hidráulica	12833	12876	12919	12963	13007	13050	13094	13138	13836	14570	15343	16158
Ciclo combinado	27209	28336	29510	30733	32006	33332	34712	36150	39232	42577	46206	50145
Turbogás	2765	2833	2903	2974	3048	3123	3200	3279	3374	3472	3573	3677
Carboeléctrica	6010	6410	6837	7292	7778	8295	8847	9436	11232	13370	15915	18944
Geotérmica	1266	1369	1481	1601	1731	1872	2024	2189	2367	2560	2768	2993
Nucleoeléctrica	2525	3139	3903	4852	6031	7498	9321	11587	12010	12448	12901	13372
Eólica	1593	1593	2593	2593	2593	3593	3593	3593	4593	4593	4593	4593
Combustión Interna	508	556	608	665	727	796	870	952	1036	1128	1228	1337
Combustóleo	6630	5633	4786	4066	3454	2935	2493	2118	1962	1818	1684	1560
Dual	2091	2087	2083	2078	2074	2070	2066	2061	2102	2143	2186	2229
Libre	1335	1325	1316	1306	1296	1287	1277	1268	1259	1249	1240	1231
Total	63431	64833	67622	69817	72448	76562	80220	84503	91744	98678	106397	115007

ESCENARIO BAJO

El crecimiento de la energía eólica es de 2000MW de 2018 a 2030. Se instalan 500MW cada 3 años a partir de 2018 hasta formar tres períodos de tres años, el último período es de 4 años en el que también se agregan los últimos 500MW para tener una capacidad acumulada de 2,000MW de 2018-2030. Contribución del 2% de la energía eólica en la capacidad instalada al 2030.

Tabla 1.2 Evolución de la capacidad instalada para el Servicio Público, Escenario Bajo 2007-2030 [MW]

Tecnología	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Hidráulica	11343	11383	11433	11483	11523	12273	12365	12365	12515	12515	12747	12790
Ciclo combinado	16662	16662	17062	17302	17855	19305	19994	20684	22255	23796	25087	26248
Turbogás	2831	2831	3115	3051	2829	2829	2741	2651	2693	2590	2633	2698
Carboeléctrica	2600	2600	2600	3278	3278	3608	3834	3834	3834	4584	5284	5762
Geotérmica	960	960	960	983	1043	1043	1043	1043	1043	1083	1083	1171
Nucleoeléctrica	1365	1365	1365	1634	1634	1634	1634	1634	1634	1634	1634	2031
Eólica	86	86	86	289	593	593	593	593	593	593	593	1093
Combustión Interna	214	214	225	225	268	274	339	382	425	425	425	465
Combustóleo	12866	12866	12550	12438	12219	11619	10869	10569	10031	9502	9186	7804
Dual	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2096
Libre							314	314	314	1355	1355	1345
Caldera de lecho fluidizado						300	300	300	300	300	300	
Plantas móviles	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
Total	51030	51070	51499	52786	53345	55581	55815	56158	57426	59125	61075	62159

Tecnología	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Hidráulica	12833	12876	12919	12963	13007	13050	13094	13138	13836	14570	15343	16158
Ciclo combinado	27331	28458	29754	30976	32249	33697	35078	36516	39719	43063	46693	50632
Turbogás	2764	2833	2903	2974	3047	3123	3200	3279	3374	3472	3573	3677
Carboeléctrica	6137	6537	7091	7546	8032	8676	9228	9817	11740	13878	16422	19451
Geotérmica	1266	1369	1481	1601	1731	1872	2024	2189	2367	2559	2768	2993
Nucleoeléctrica	2525	3139	3903	4851	6031	7498	9321	11587	12010	12447	12901	13372
Eólica	1093	1093	1593	1593	1593	2093	2093	2093	2593	2593	2593	2593
Combustión Interna	508	556	608	665	727	796	870	952	1036	1128	1228	1337
Combustóleo	6630	5633	4786	4066	3454	2935	2493	2118	1962	1818	1684	1560
Dual	2091	2087	2083	2078	2074	2070	2065	2061	2102	2143	2186	2229
Libre	1335	1325	1316	1306	1296	1287	1277	1268	1259	1249	1240	1231
Total	63180	64582	67119	69314	71946	75808	79466	83749	90738	97673	105392	114002

ESCENARIO ALTO

Se agregan 9,000MW eoloeléctricos de 2018 a 2030. Las adiciones son de 1,500MW cada dos años a partir de 2018, para terminar con un último período de 3 años a partir de 2028 a 2030 también de 1500MW. Participación del 8% de la energía eólica en la capacidad instalada al 2030.

Tabla 1.3 Evolución de la capacidad instalada para el Servicio Público, Escenario Alto 2007-2030 [MW]

Tecnología	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Hidráulica	11343	11383	11433	11483	11523	12273	12365	12365	12515	12515	12747	12790
Ciclo combinado	16662	16662	17062	17302	17855	19305	19994	20684	22255	23796	25087	26005
Turbogás	2831	2831	3115	3051	2829	2829	2741	2651	2693	2590	2633	2698
Carboeléctrica	2600	2600	2600	3278	3278	3608	3834	3834	3834	4584	5284	5508
Geotérmica	960	960	960	983	1043	1043	1043	1043	1043	1083	1083	1171
Nucleoeléctrica	1365	1365	1365	1634	1634	1634	1634	1634	1634	1634	1634	2031
Eólica	86	86	86	289	593	593	593	593	593	593	593	2093
Combustión Interna	214	214	225	225	268	274	339	382	425	425	425	465
Combustóleo	12866	12866	12550	12438	12219	11619	10869	10569	10031	9502	9186	7804
Dual	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2096
Libre							314	314	314	1355	1355	1345
Caldera de lecho fluidizado						300	300	300	300	300	300	
Plantas móviles	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
Total	51030	51070	51499	52786	53345	55581	55815	56158	57426	59125	61075	62661

Tecnología	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Hidráulica	12833	12876	12919	12963	13007	13050	13094	13138	13836	14570	15343	16158
Ciclo combinado	27087	27849	29267	30124	31397	32601	33982	35055	38380	41359	44989	48928
Turbogás	2764	2833	2903	2974	3047	3123	3200	3279	3374	3472	3573	3677
Carboeléctrica	5883	5903	6583	6657	7143	7534	8086	8294	10344	12101	14645	17674
Geotérmica	1266	1369	1481	1601	1731	1872	2024	2189	2367	2559	2768	2993
Nucleoeléctrica	2525	3139	3903	4851	6031	7498	9321	11587	12010	12447	12901	13372
Eólica	2093	3593	3593	5093	5093	6593	6593	8093	8093	9593	9593	9593
Combustión Interna	508	556	608	665	727	796	870	952	1036	1128	1228	1337
Combustóleo	6630	5633	4786	4066	3454	2935	2493	2118	1962	1818	1684	1560
Dual	2091	2087	2083	2078	2074	2070	2065	2061	2102	2143	2186	2229
Libre	1335	1325	1316	1306	1296	1287	1277	1268	1259	1249	1240	1231
Total	63683	65838	68124	71073	73705	78070	81728	86765	93503	101191	108910	117520

Anexo I.2

Evolución de la generación
eléctrica en el servicio público
para los escenarios de Planeación,
Bajo y Alto.

Tabla 2.1 Evolución de la generación de energía eléctrica en el servicio público al año 2030 para el escenario de planeación [GW-h]

Tecnología	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Hidráulica	27042	39858	28697	28437	30639	31335	31525	31872	31768	31761	31754	33461,37
Ciclo combinado	102674	106762	117769	125589	128811	137022	147876	158274	166995	180735,03	191690,88	188003,69
Turbogás	2666	1586	1153	656	620	602	571	563	618	601	746	903,71
Carboeléctrica	18101	17542	20180	23005	24153	24376	24764	24740	24114	24416,97	27264,12	38882,38
Geotérmica	7404	6586	7198	7060	7670	7707	8050	7773	7953	8307	8133	8726,84
Nucleoeléctrica	10421	8059	11051	10507	13740	12762	13232	13232	12724	13270	13232	15601,51
Eólica	248	540	306	526	1419	2164	2147	2124	2124	2130	2124	5581,44
Combustión Interna	1139	1450	1696	1583	1840	1912	2134	2362	2543	2436	2434	2976,35
Combustóleo	49482	41094	38565	36417	31693	32469	27642	28259	30650	27583	25601	22980,77
Dual	13375	15361	15194	15235	15655	15357	15006	15214	15655	15655	15655	15183,22
Libre	0									511	623	
Total	232552	238838	241809	249015	256240	265706	272947	284413	295144	306895	318634	332301,28

Tecnología	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Hidráulica	33573,98	33686,96	33800,32	33914,06	34028,18	34142,69	34257,59	34372,87	36197,32	38118,61	40141,88	42272,54
Ciclo combinado	195792,04	203903,03	212350,04	221146,97	230308,33	239849,22	249785,35	260133,11	282308,37	306373,98	332491,08	360834,55
Turbogás	926,00	948,84	972,25	996,23	1020,80	1045,98	1071,78	1098,21	1130,18	1163,07	1196,92	1231,76
Carboeléctrica	41470,45	44230,78	47174,85	50314,87	53663,91	57235,86	61045,56	65108,84	77500,56	92250,71	109808,15	130707,18
Geotérmica	9436,56	10204,00	11033,85	11931,19	12901,51	13950,74	15085,30	16312,13	17638,73	19073,22	20624,37	22301,67
Nucleoeléctrica	19395,04	24110,98	29973,60	37261,72	46321,96	57585,22	71587,15	88993,66	92239,23	95603,16	99089,77	102703,54
Eólica	5581,44	5581,44	9085,16	9085,16	9085,16	12588,89	12588,89	12588,89	16092,62	16092,62	16092,62	16092,62
Combustión Interna	3255,20	3560,17	3893,72	4258,52	4657,50	5093,85	5571,09	6093,04	6633,98	7222,95	7864,21	8562,40
Combustóleo	19523,93	16587,09	14092,01	11972,25	10171,35	8641,34	7341,49	6237,16	5778,09	5352,81	4958,83	4593,85
Dual	15151,78	15120,41	15089,10	15057,86	15026,68	14995,56	14964,51	14933,53	15228,03	15528,35	15834,59	16146,87
Total	344106,42	357933,69	377464,89	395938,83	417185,38	445129,35	473298,70	505871,44	550747,12	596779,48	648102,43	705446,99

Tabla 2.2 Evolución de la generación de energía eléctrica en el servicio público al año 2030 para el escenario Bajo [GW-h]

Tecnología	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Hidráulica	27042	39858	28697	28437	30639	31335	31525	31872	31768	31761	31754	33461,37
Ciclo combinado	102674	106762	117769	125589	128811	137022	147876	158274	166995	180735,0346	191690,8778	188879,62
Turbogás	2666	1586	1153	656	620	602	571	563	618	601	746	903,71
Carboeléctrica	18101	17542	20180	23005	24153	24376	24764	24740	24114	24416,9654	27264,1222	39758,31
Geotérmica	7404	6586	7198	7060	7670	7707	8050	7773	7953	8307	8133	8726,84
Nucleoeléctrica	10421	8059	11051	10507	13740	12762	13232	13232	12724	13270	13232	15601,51
Eólica	248	540	306	526	1419	2164	2147	2124	2124	2130	2124	3829,57
Combustión Interna	1139	1450	1696	1583	1840	1912	2134	2362	2543	2436	2434	2976,35
Combustóleo	49482	41094	38565	36417	31693	32469	27642	28259	30650	27583	25601	22980,77
Dual	13375	15361	15194	15235	15655	15357	15006	15214	15655	15655	15655	15183,22
Libre	0									511	623	
Total Bajo	232552	238838	241809	249015	256240	265706	272947	284413	295144	306895	318634	332301,28

Tecnología	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Hidráulica	33573,98	33686,96	33800,32	33914,06	34028,18	34142,69	34257,59	34372,87	36197,32	38118,61	40141,88	42272,54
Ciclo combinado	196667,97	204778,96	214101,90	222898,84	232060,20	242477,02	252413,15	262760,90	285812,10	309877,70	335994,81	364338,28
Turbogás	926,00	948,84	972,25	996,23	1020,80	1045,98	1071,78	1098,21	1130,18	1163,07	1196,92	1231,76
Carboeléctrica	42346,38	45106,71	48926,71	52066,74	55415,77	59863,65	63673,35	67736,64	81004,29	95754,44	113311,88	134210,91
Geotérmica	9436,56	10204,00	11033,85	11931,19	12901,51	13950,74	15085,30	16312,13	17638,73	19073,22	20624,37	22301,67
Nucleoeléctrica	19395,04	24110,98	29973,60	37261,72	46321,96	57585,22	71587,15	88993,66	92239,23	95603,16	99089,77	102703,54
Eólica	3829,57	3829,57	5581,44	5581,44	5581,44	7333,30	7333,30	7333,30	9085,16	9085,16	9085,16	9085,16
Combustión Interna	3255,20	3560,17	3893,72	4258,52	4657,50	5093,85	5571,09	6093,04	6633,98	7222,95	7864,21	8562,40
Combustóleo	19523,93	16587,09	14092,01	11972,25	10171,35	8641,34	7341,49	6237,16	5778,09	5352,81	4958,83	4593,85
Dual	15151,78	15120,41	15089,10	15057,86	15026,68	14995,56	14964,51	14933,53	15228,03	15528,35	15834,59	16146,87
Total Bajo	344106,42	357933,69	377464,89	395938,83	417185,38	445129,35	473298,70	505871,44	550747,12	596779,48	648102,43	705446,99

Tabla 2.3 Evolución de la generación de energía eléctrica en el servicio público al año 2030 para el escenario Alto [GW-h]

Tecnología	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Hidráulica	27042	39858	28697	28437	30639	31335	31525	31872	31768	31761	31754	33461,37
Ciclo combinado	102674	106762	117769	125589	128811	137022	147876	158274	166995	180735,0346	191690,8778	187127,75
Turbogás	2666	1586	1153	656	620	602	571	563	618	601	746	903,71
Carboeléctrica	18101	17542	20180	23005	24153	24376	24764	24740	24114	24416,9654	27264,1222	38006,44
Geotérmica	7404	6586	7198	7060	7670	7707	8050	7773	7953	8307	8133	8726,84
Nucleoeléctrica	10421	8059	11051	10507	13740	12762	13232	13232	12724	13270	13232	15601,51
Eólica	248	540	306	526	1419	2164	2147	2124	2124	2130	2124	7333,30
Combustión Interna	1139	1450	1696	1583	1840	1912	2134	2362	2543	2436	2434	2976,35
Combustóleo	49482	41094	38565	36417	31693	32469	27642	28259	30650	27583	25601	22980,77
Dual	13375	15361	15194	15235	15655	15357	15006	15214	15655	15655	15655	15183,22
Libre	0									511	623	
Total Bajo	232552	238838	241809	249015	256240	265706	272947	284413	295144	306895	318634	332301,28

Tecnología	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Hidráulica	33573,98	33686,96	33800,32	33914,06	34028,18	34142,69	34257,59	34372,87	36197,32	38118,61	40141,88	42272,54
Ciclo combinado	194916,10	200399,30	210598,17	216767,31	225928,68	234593,63	244529,76	252249,72	276176,85	297614,66	323731,76	352075,24
Turbogás	926,00	948,84	972,25	996,23	1020,80	1045,98	1071,78	1098,21	1130,18	1163,07	1196,92	1231,76
Carboeléctrica	40594,51	40727,05	45422,98	45935,21	49284,25	51980,26	55789,97	57225,46	71369,04	83491,39	101048,83	121947,86
Geotérmica	9436,56	10204,00	11033,85	11931,19	12901,51	13950,74	15085,30	16312,13	17638,73	19073,22	20624,37	22301,67
Nucleoeléctrica	19395,04	24110,98	29973,60	37261,72	46321,96	57585,22	71587,15	88993,66	92239,23	95603,16	99089,77	102703,54
Eólica	7333,30	12588,89	12588,89	17844,48	17844,48	23100,07	23100,07	28355,66	28355,66	33611,26	33611,26	33611,26
Combustión Interna	3255,20	3560,17	3893,72	4258,52	4657,50	5093,85	5571,09	6093,04	6633,98	7222,95	7864,21	8562,40
Combustóleo	19523,93	16587,09	14092,01	11972,25	10171,35	8641,34	7341,49	6237,16	5778,09	5352,81	4958,83	4593,85
Dual	15151,78	15120,41	15089,10	15057,86	15026,68	14995,56	14964,51	14933,53	15228,03	15528,35	15834,59	16146,87
Total Bajo	344106,42	357933,69	377464,89	395938,83	417185,38	445129,35	473298,70	505871,44	550747,12	596779,48	648102,43	705446,99

Anexo I.3

Evolución del consumo de combustibles para los escenarios de Planeación, Bajo y Alto.

Consumo de combustibles para el Escenario de Planeación, 2007-2030. [PJ]

Tabla 3.1 Consumo de combustóleo para el Escenario de Planeación, 2007-2030. [PJ]

Tecnología	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Ciclo combinado	25,49	26,46	29,12	31,00	31,73	33,68	36,28	38,75	40,80	44,07	46,65	45,66
Combustión Interna	4,95	6,26	7,28	6,75	7,80	8,06	8,94	9,83	10,52	10,02	15,17	18,44
Combustóleo	424,50	351,08	328,12	308,56	267,43	272,84	231,32	235,51	254,38	227,98	210,72	188,37
Dual	6,42	7,35	7,25	7,26	7,44	7,27	7,09	7,17	7,36	7,34	7,32	7,08
Total de combustóleo	461,36	391,16	371,78	353,57	314,39	321,86	283,63	291,26	313,06	289,40	279,86	259,55

Tecnología	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ciclo combinado	47,32	49,04	50,82	52,67	54,59	56,57	58,63	60,76	65,62	70,87	76,54	82,66
Combustión Interna	20,05	21,81	23,73	25,81	28,08	30,55	33,23	36,15	39,15	42,40	45,91	49,72
Combustóleo	159,89	135,71	115,18	97,76	82,98	70,43	59,78	50,74	46,96	43,46	40,22	37,23
Dual	6,98	6,87	6,77	6,67	6,57	6,48	6,38	6,29	6,33	6,37	6,42	6,46
Total de combustóleo	234,23	213,43	196,51	182,92	172,22	164,03	158,02	153,94	158,06	163,10	169,09	176,07

Tabla 3.2 Consumo de Gas Natural para el Escenario de Planeación, 2007-2030. [PJ]

Tecnología	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Ciclo combinado	728,69	756,18	832,45	885,94	906,83	962,69	1036,85	1107,52	1166,19	1259,59	1333,25	1304,96
Turbogás	18,44	10,94	7,93	4,50	4,24	4,11	3,89	3,82	4,18	4,06	5,96	7,20
Combustóleo	76,38	63,17	59,04	55,52	48,12	49,09	41,62	42,37	45,77	41,02	37,91	33,89
Total de gas natural	823,51	830,28	899,42	945,96	959,19	1015,89	1082,36	1153,72	1216,14	1304,67	1377,12	1346,06

Tecnología	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ciclo combinado	1352,4	1401,6	1452,62	1505,46	1560,23	1616,99	1675,81	1736,77	1875,68	2025,71	2187,73	2362,7
Turbogás	7,36	7,53	7,70	7,88	8,06	8,24	8,43	8,63	8,86	9,10	9,35	9,6
Combustóleo	28,77	24,42	20,72	17,59	14,93	12,7	10,76	9,13	8,45	7,82	7,24	6,7
Total de gas natural	1388,6	1433,6	1481,05	1530,93	1583,22	1637,9	1695	1754,5	1892,99	2042,63	2204,32	2379,0

Tabla 3.3 Consumo de Diesel para el Escenario de Planeación, 2007-2030. [PJ]

Tecnología	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Ciclo combinado	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19	0,20	0,21	0,23	0,24	0,26	0,25
Turbogás	7,16	4,25	3,08	1,75	1,65	1,59	1,51	1,48	1,62	1,58	1,02	1,23
Carboeléctrica	1,35	1,31	1,50	1,71	1,79	1,80	1,83	1,82	1,77	1,79	1,99	2,83
Combustión Interna	5,43	6,87	7,99	7,41	8,56	8,84	9,81	10,79	11,54	10,99	5,69	6,92
Combustóleo	0,91	0,75	0,70	0,66	0,57	0,58	0,50	0,50	0,55	0,49	0,45	0,40
Dual	0,18	0,21	0,20	0,20	0,21	0,20	0,20	0,20	0,21	0,21	0,20	0,20
Total de diesel	15,17	13,53	13,64	11,90	12,95	13,21	14,04	15,01	15,91	15,29	9,61	11,83

Tecnología	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ciclo combinado	0,26	0,27	0,28	0,29	0,30	0,31	0,32	0,34	0,36	0,39	0,42	0,46
Turbogás	1,26	1,29	1,32	1,35	1,38	1,41	1,44	1,47	1,51	1,55	1,60	1,64
Carboeléctrica	3,00	3,18	3,37	3,58	3,79	4,02	4,26	4,52	5,35	6,32	7,48	8,85
Combustión Interna	7,53	8,19	8,91	9,69	10,54	11,47	12,47	13,57	14,70	15,91	17,23	18,66
Combustóleo	0,34	0,29	0,25	0,21	0,18	0,15	0,13	0,11	0,10	0,09	0,09	0,08
Dual	0,20	0,19	0,19	0,19	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
Total de diesel	12,58	13,41	14,31	15,30	16,37	17,54	18,81	20,18	22,19	24,46	27,00	29,88

Tabla 3.4 Consumo de carbón para el Escenario de Planeación, 2007-2030. [PJ]

Tecnología	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Carboeléctrica	165,73	160,21	183,83	209,04	218,92	220,38	223,32	222,54	216,36	218,53	243,39	346,23
Dual	121,80	139,52	137,64	137,65	141,07	138,02	134,51	136,02	139,59	139,23	138,86	134,32
Total de carbón	287,53	299,73	321,47	346,69	359,99	358,40	357,83	358,56	355,95	357,75	382,25	480,55

Tecnología	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carboeléctrica	367,08	389,18	412,61	437,46	463,80	491,72	521,33	552,72	654,00	773,84	915,63	1083,41
Dual	132,34	130,39	128,47	126,57	124,71	122,87	121,06	119,27	120,08	120,89	121,71	122,54
Total de carbón	499,42	519,57	541,08	564,03	588,50	614,59	642,39	671,99	774,08	894,73	1037,35	1205,95

Consumo de combustibles para el Escenario Bajo, 2007-2030. [PJ]

Tabla 3.5 Consumo de combustóleo para el Escenario Bajo, 2007-2030. [PJ]

Tecnología	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Ciclo combinado	25,49	26,46	29,12	31,00	31,73	33,68	36,28	38,75	40,80	44,07	46,65	45,87
Combustión Interna	4,95	6,26	7,28	6,75	7,80	8,06	8,94	9,83	10,52	10,02	15,17	18,43
Combustóleo	424,50	351,08	328,12	308,56	267,43	272,84	231,32	235,51	254,38	227,98	210,72	188,37
Dual	6,42	7,35	7,25	7,26	7,44	7,27	7,09	7,17	7,36	7,34	7,32	7,08
Total de combustóleo	461,36	391,16	371,78	353,57	314,39	321,86	283,63	291,26	313,06	289,40	279,86	259,76

Tecnología	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ciclo combinado	47,53	49,25	51,24	53,09	55,00	57,19	59,25	61,38	66,44	71,68	77,35	83,47
Combustión Interna	20,05	21,81	23,73	25,81	28,08	30,55	33,23	36,15	39,15	42,40	45,91	49,72
Combustóleo	159,89	135,71	115,18	97,76	82,98	70,43	59,78	50,74	46,96	43,46	40,22	37,23
Dual	6,98	6,87	6,77	6,67	6,57	6,48	6,38	6,29	6,33	6,37	6,42	6,46
Total de combustóleo	234,44	213,64	196,93	183,34	172,64	164,65	158,64	154,55	158,88	163,91	169,90	176,87

Tabla 3.6 Consumo de Gas Natural para el Escenario Bajo, 2007-2030. [PJ]

Tecnología	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Ciclo combinado	728,69	756,18	832,45	885,94	906,83	962,69	1036,85	1107,52	1166,19	1259,59	1333,25	1311,04
Turbogás	18,44	10,94	7,93	4,50	4,24	4,11	3,89	3,82	4,18	4,06	5,96	7,20
Combustóleo	76,38	63,17	59,04	55,52	48,12	49,09	41,62	42,37	45,77	41,02	37,91	33,89
Total de gas natural	823,51	830,28	899,42	945,96	959,19	1015,89	1082,36	1153,72	1216,14	1304,67	1377,12	1352,14

Tecnología	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ciclo combinado	1358,49	1407,65	1464,61	1517,39	1572,10	1634,70	1693,44	1754,31	1898,96	2048,87	2210,79	2385,66
Turbogás	7,36	7,53	7,70	7,88	8,06	8,24	8,43	8,63	8,86	9,10	9,35	9,61
Combustóleo	28,77	24,42	20,72	17,59	14,93	12,67	10,76	9,13	8,45	7,82	7,24	6,70
Total de gas natural	1394,62	1439,60	1493,03	1542,86	1595,09	1655,62	1712,63	1772,07	1916,27	2065,80	2227,38	2401,96

Tabla 3.7 Consumo de Diesel para el Escenario Bajo, 2007-2030. [PJ]

Tecnología	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Ciclo combinado	0,141	0,146	0,161	0,171	0,175	0,186	0,201	0,214	0,226	0,244	0,258	0,254
Turbogás	7,156	4,246	3,079	1,747	1,647	1,595	1,509	1,484	1,624	1,575	1,017	1,229
Carboeléctrica	1,355	1,309	1,503	1,709	1,789	1,801	1,825	1,819	1,768	1,786	1,989	2,894
Combustión Interna	5,431	6,871	7,988	7,410	8,561	8,841	9,807	10,789	11,544	10,991	5,693	6,920
Combustóleo	0,910	0,752	0,703	0,661	0,573	0,585	0,496	0,505	0,545	0,489	0,452	0,404
Dual	0,180	0,206	0,203	0,203	0,208	0,204	0,199	0,201	0,206	0,205	0,205	0,198
Total de diesel	15,172	13,531	13,637	11,902	12,953	13,212	14,036	15,011	15,914	15,290	9,614	11,897

Tecnología	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ciclo combinado	0,263	0,272	0,283	0,294	0,304	0,316	0,328	0,339	0,367	0,396	0,428	0,462
Turbogás	1,257	1,286	1,315	1,345	1,376	1,407	1,440	1,473	1,513	1,554	1,596	1,640
Carboeléctrica	3,064	3,244	3,498	3,700	3,914	4,203	4,444	4,700	5,587	6,565	7,722	9,092
Combustión Interna	7,527	8,188	8,908	9,690	10,541	11,467	12,474	13,570	14,696	15,915	17,235	18,664
Combustóleo	0,343	0,291	0,247	0,210	0,178	0,151	0,128	0,109	0,101	0,093	0,086	0,080
Dual	0,195	0,192	0,190	0,187	0,184	0,181	0,179	0,176	0,177	0,178	0,180	0,181
Total de diesel	12,649	13,474	14,440	15,425	16,498	17,726	18,993	20,366	22,441	24,702	27,247	30,119

Tabla 3.8 Consumo de Carbón para el Escenario Bajo, 2007-2030. [PJ]

Tecnología	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Carboeléctrica	165,73	160,21	183,83	209,04	218,92	220,38	223,32	222,54	216,36	218,53	243,39	354,03
Dual	121,80	139,52	137,64	137,65	141,07	138,02	134,51	136,02	139,59	139,23	138,86	134,32
Total de carbón	287,53	299,73	321,47	346,69	359,99	358,40	357,83	358,56	355,95	357,75	382,25	488,35

Tecnología	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carboeléctrica	374,83	396,89	427,94	452,69	478,94	514,30	543,77	575,03	683,57	803,23	944,85	1112,46
Dual	132,34	130,39	128,47	126,57	124,71	122,87	121,06	119,27	120,08	120,89	121,71	122,54
Total de carbón	507,17	527,28	556,40	579,26	603,64	637,17	664,83	694,30	803,65	924,12	1066,56	1234,99

Consumo de combustibles para el Escenario Alto, 2007-2030. [PJ]

Tabla 3.9 Consumo de combustóleo para el Escenario Alto, 2007-2030. [PJ]

Tecnología	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Ciclo combinado	25,49	26,46	29,12	31,00	31,73	33,68	36,28	38,75	40,80	44,07	46,65	45,44
Combustión Interna	4,95	6,26	7,28	6,75	7,80	8,06	8,94	9,83	10,52	10,02	15,17	18,43
Combustóleo	424,50	351,08	328,12	308,56	267,43	272,84	231,32	235,51	254,38	227,98	210,72	188,37
Dual	6,42	7,35	7,25	7,26	7,44	7,27	7,09	7,17	7,36	7,34	7,32	7,08
Total de combustóleo	461,36	391,16	371,78	353,57	314,39	321,86	283,63	291,26	313,06	289,40	279,86	259,33

Tecnología	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ciclo combinado	47,11	48,20	50,40	51,63	53,55	55,33	57,40	58,92	64,20	68,85	74,52	80,66
Combustión Interna	20,05	21,81	23,73	25,81	28,08	30,55	33,23	36,15	39,15	42,40	45,91	49,72
Combustóleo	159,89	135,71	115,18	97,76	82,98	70,43	59,78	50,74	46,96	43,46	40,22	37,23
Dual	6,98	6,87	6,77	6,67	6,57	6,48	6,38	6,29	6,33	6,37	6,42	6,46
Total de combustóleo	234,02	212,59	196,09	181,88	171,18	162,79	156,79	152,10	156,64	161,08	167,08	174,07

Tabla 3.10 Consumo de Gas Natural para el Escenario Alto, 2007-2030. [PJ]

Tecnología	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Ciclo combinado	728,69	756,18	832,45	885,94	906,83	962,69	1036,85	1107,52	1166,19	1259,59	1333,25	1298,88
Turbogás	18,44	10,94	7,93	4,50	4,24	4,11	3,89	3,82	4,18	4,06	5,96	7,20
Combustóleo	76,38	63,17	59,04	55,52	48,12	49,09	41,62	42,37	45,77	41,02	37,91	33,89
Total de gas natural	823,51	830,28	899,42	945,96	959,19	1015,89	1082,36	1153,72	1216,14	1304,67	1377,12	1339,98

Tecnología	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ciclo combinado	1346,38	1377,55	1440,64	1475,65	1530,56	1581,55	1640,55	1684,14	1834,94	1967,79	2130,10	2305,36
Turbogás	7,36	7,53	7,70	7,88	8,06	8,24	8,43	8,63	8,86	9,10	9,35	9,61
Combustóleo	28,77	24,42	20,72	17,59	14,93	12,67	10,76	9,13	8,45	7,82	7,24	6,70
Total de gas natural	1382,52	1409,50	1469,07	1501,12	1553,55	1602,47	1659,74	1701,89	1852,26	1984,72	2146,69	2321,67

Tabla 3.11 Consumo de diesel para el Escenario Alto, 2007-2030. [PJ]

Tecnología	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Ciclo combinado	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19	0,20	0,21	0,23	0,24	0,26	0,25
Turbogás	7,16	4,25	3,08	1,75	1,65	1,59	1,51	1,48	1,62	1,58	1,02	1,23
Carboeléctrica	1,35	1,31	1,50	1,71	1,79	1,80	1,83	1,82	1,77	1,79	1,99	2,77
Combustión Interna	5,43	6,87	7,99	7,41	8,56	8,84	9,81	10,79	11,54	10,99	5,69	6,92
Combustóleo	0,91	0,75	0,70	0,66	0,57	0,58	0,50	0,50	0,55	0,49	0,45	0,40
Dual	0,18	0,21	0,20	0,20	0,21	0,20	0,20	0,20	0,21	0,21	0,20	0,20
Total de diesel	15,17	13,53	13,64	11,90	12,95	13,21	14,04	15,01	15,91	15,29	9,61	11,77

Tecnología	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ciclo combinado	0,26	0,27	0,28	0,29	0,30	0,31	0,32	0,33	0,36	0,38	0,41	0,45
Turbogás	1,26	1,29	1,32	1,35	1,38	1,41	1,44	1,47	1,51	1,55	1,60	1,64
Carboeléctrica	2,94	2,93	3,25	3,26	3,48	3,65	3,89	3,97	4,92	5,72	6,89	8,26
Combustión Interna	7,53	8,19	8,91	9,69	10,54	11,47	12,47	13,57	14,70	15,91	17,23	18,66
Combustóleo	0,34	0,29	0,25	0,21	0,18	0,15	0,13	0,11	0,10	0,09	0,09	0,08
Dual	0,20	0,19	0,19	0,19	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
Total de diesel	12,52	13,15	14,19	14,98	16,06	17,16	18,43	19,62	21,76	23,85	26,40	29,27

Tabla 3.12 Consumo de carbón para el Escenario Alto, 2007-2030. [PJ]

Tecnología	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Carboeléctrica	165,73	160,21	183,83	209,04	218,92	220,38	223,32	222,54	216,36	218,53	243,39	338,43
Dual	121,80	139,52	137,64	137,65	141,07	138,02	134,51	136,02	139,59	139,23	138,86	134,32
Total de carbón	287,53	299,73	321,47	346,69	359,99	358,40	357,83	358,56	355,95	357,75	382,25	472,75

Tecnología	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carboeléctrica	359,32	358,35	397,29	399,38	425,95	446,57	476,45	485,80	602,26	700,36	842,60	1010,81
Dual	132,34	130,39	128,47	126,57	124,71	122,87	121,06	119,27	120,08	120,89	121,71	122,54
Total de carbón	491,66	488,74	525,76	525,95	550,65	569,44	597,51	605,07	722,34	821,25	964,31	1133,34

Anexo I.4

Evolución de las emisiones
contaminantes para los escenarios de
Planeación, Bajo y Alto.

Emisiones contaminantes para el escenario de Planeación

Tabla 4.1 Cálculo de CO₂ por cada tipo de combustible, escenario de Planeación 2007-2030 [ton]

Combustible	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Combustóleo	36032442	30549280	29035722	27613515	24553903	25136973	22151125	22747257	24449922	22602408	21856846	20270570
Gas natural	46198715	46578905	50457507	53068115	53810626	56991456	60720358	64723427	68225439	73191889	77256464	75513740
Diesel	1119840	998754	1006517	878456	956090	975164	1036005	1107960	1174602	1128575	709630	873361
Carbón	27084659	28233260	30281749	32656808	33909580	33760138	33706694	33775033	33529687	33699004	36006670	45266299
total	110435657	106360199	110781495	114216894	113230199	116863730	117614183	122353676	127379650	130621876	135829609	141923970

Combustible	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Combustóleo	18293515	16669029	15347224	14286148	13450479	12810549	12341510	12022637	12344582	12738322	13206259	13751244
Gas natural	77898559	80423953	83086876	85885401	88818583	91886327	95089292	98428799	106196941	114591607	123662451	133463131
Diesel	928827	989748	1056414	1129163	1208386	1294520	1388057	1489541	1638166	1805163	1993167	2205238
Carbón	47043493	48941680	50967939	53129777	55435159	57892530	60510847	63299611	72915860	84280740	97714575	113596383
total	144164394	147024410	150458452	154430490	158912607	163883926	169329705	175240588	193095549	213415832	236576452	263015996

Tabla 4.2 Cálculo de CO por cada tipo de combustible, escenario de Planeación 2007-2030 [ton]

Combustible	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Combustóleo	6597,49	5593,53	5316,40	5056,00	4495,79	4602,54	4055,84	4164,99	4476,75	4138,47	4001,96	3711,51
Gas natural	16470,13	16605,67	17988,42	18919,11	19183,82	20317,81	21647,19	23074,31	24322,79	26093,37	27542,41	26921,12
Diesel	948,25	845,71	852,29	743,85	809,59	825,74	877,26	938,19	994,62	955,64	600,89	739,53
Carbón	2875,33	2997,27	3214,74	3466,87	3599,87	3584,00	3578,33	3585,59	3559,54	3577,51	3822,50	4805,51
Total	26891,20	26042,18	27371,84	28185,83	28089,07	29330,10	30158,61	31763,07	33353,70	34764,99	35967,76	36177,67

Combustible	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Combustóleo	3349,52	3052,08	2810,06	2615,77	2462,76	2345,59	2259,71	2201,33	2260,28	2332,37	2418,05	2517,83
Gas natural	27771,32	28671,64	29620,99	30618,68	31664,38	32758,05	33899,93	35090,48	37859,87	40852,62	44086,44	47580,44
Diesel	786,50	838,09	894,54	956,14	1023,22	1096,16	1175,36	1261,30	1387,15	1528,56	1687,75	1867,33
Carbón	4994,18	5195,69	5410,80	5640,30	5885,04	6145,92	6423,88	6719,94	7740,81	8947,31	10373,46	12059,49
Total	36901,52	37757,49	38736,38	39830,90	41035,41	42345,72	43758,88	45273,05	49248,10	53660,86	58565,69	64025,09

Tabla 4.3 Cálculo de NO_x por cada tipo de combustible, escenario de Planeación 2007-2030 [ton]

Combustible	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Combustóleo	94579,39	80186,97	76214,12	72481,06	64450,06	65980,53	58143,16	59707,91	64177,13	59327,70	57370,72	53207,00
Gas natural	205876,63	207570,88	224855,20	236488,93	239797,80	253972,62	270589,83	288428,82	304034,93	326167,06	344280,14	336513,99
Diesel	18964,91	16914,27	17045,74	14876,98	16191,74	16514,76	17545,13	18763,71	19892,33	19112,84	12017,85	14790,69
Carbón	212774,42	221797,71	237890,44	256548,67	266390,32	265216,32	264796,47	265333,33	263405,92	264736,06	282864,85	355607,59
Total	532195,35	526469,83	556005,51	580395,63	586829,93	601684,23	611074,59	632233,77	651510,31	669343,66	696533,57	760119,27

Combustible	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Combustóleo	48017,55	43753,53	40284,01	37498,85	35305,36	33625,64	32394,49	31557,50	32402,55	33436,06	34664,32	36094,82
Gas natural	347141,53	358395,51	370262,37	382733,52	395804,74	409475,61	423749,07	438631,01	473248,40	510657,78	551080,44	594755,49
Diesel	15730,04	16761,75	17890,76	19122,80	20464,46	21923,18	23507,26	25225,94	27742,95	30571,11	33755,03	37346,53
Carbón	369569,05	384481,02	400399,11	417382,30	435493,15	454798,01	475367,26	497275,51	572819,82	662101,20	767636,08	892402,00
Total	780458,17	803391,82	828836,24	856737,47	887067,71	919822,44	955018,08	992689,96	1106213,72	1236766,15	1387135,87	1560598,83

Emisiones contaminantes para el escenario Bajo

Tabla 4.4 Cálculo de CO₂ por cada tipo de combustible, escenario Bajo 2007-2030 [ton]

Combustible	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Combustóleo	36032442	30549280	29035722	27613515	24553903	25136973	22151125	22747257	24449922	22602408	21856724	20287036
Gas natural	46198715	46578905	50457507	53068115	53810626	56991456	60720358	64723427	68225439	73191889	77256464	75854827
Diesel	1119840	998754	1006517	878456	956090	975164	1036005	1107960	1174602	1128575	709630	878153
Carbón	27084659	28233260	30281749	32656808	33909580	33760138	33706694	33775033	33529687	33699004	36006670	46001010
Total	110435657	106360199	110781495	114216894	113230199	116863730	117614183	122353676	127379650	130621876	135829488	143021026

Combustible	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Combustóleo	18310048	16685481	15379970	14318735	13482908	12858956	12389682	12070576	12408191	12801623	13269252	13813932
Gas natural	78237992	80761741	83759176	86554442	89484380	92880181	96078327	99413039	107502897	115891231	124955774	134750184
Diesel	933591	994483	1065828	1138522	1217689	1308392	1401846	1503249	1656335	1823224	2011121	2223085
Carbón	47773831	49667671	52411276	54564523	56861363	60019101	62624760	65400939	75700953	87049254	100466608	116332034
Total	145255462	148109377	152616250	156576221	161046340	167066630	172494615	178387803	197268376	217565332	240702756	267119236

Tabla 4.5 Cálculo de CO por cada tipo de combustible, escenario Bajo 2007-2030 [ton]

Combustible	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Combustóleo	6597,49	5593,53	5316,40	5056,00	4495,79	4602,54	4055,84	4164,99	4476,75	4138,47	4001,94	3714,53
Gas natural	16470,13	16605,67	17988,42	18919,11	19183,82	20317,81	21647,19	23074,31	24322,79	26093,37	27542,41	27042,72
Diesel	948,25	845,71	852,29	743,85	809,59	825,74	877,26	938,19	994,62	955,64	600,89	743,59
Carbón	2875,33	2997,27	3214,74	3466,87	3599,87	3584,00	3578,33	3585,59	3559,54	3577,51	3822,50	4883,51
total	26891,20	26042,18	27371,84	28185,83	28089,07	29330,10	30158,61	31763,07	33353,70	34764,99	35967,74	36384,34

Combustible	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Combustóleo	3352,54	3055,09	2816,05	2621,74	2468,70	2354,46	2268,53	2210,11	2271,92	2343,96	2429,58	2529,31
Gas natural	27892,33	28792,06	29860,67	30857,20	31901,74	33112,36	34252,52	35441,37	38325,45	41315,95	44547,51	48039,28
Diesel	790,54	842,10	902,51	964,06	1031,10	1107,91	1187,04	1272,90	1402,53	1543,85	1702,95	1882,44
Carbón	5071,71	5272,76	5564,02	5792,62	6036,45	6371,68	6648,30	6943,02	8036,48	9241,22	10665,62	12349,91
total	37107,12	37962,01	39143,25	40235,62	41437,99	42946,40	44356,39	45867,40	50036,38	54444,98	59345,67	64800,94

Tabla 4.6 Cálculo de NO_x por cada tipo de combustible, escenario Bajo 2007-2030 [ton]

Combustible	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Combustóleo	94579,39	80186,97	76214,12	72481,06	64450,06	65980,53	58143,16	59707,91	64177,13	59327,70	57370,40	53250,22
Gas natural	205876,63	207570,88	224855,20	236488,93	239797,80	253972,62	270589,83	288428,82	304034,93	326167,06	344280,14	338033,99
Diesel	18964,91	16914,27	17045,74	14876,98	16191,74	16514,76	17545,13	18763,71	19892,33	19112,84	12017,85	14871,85
Carbón	212774,42	221797,71	237890,44	256548,67	266390,32	265216,32	264796,47	265333,33	263405,92	264736,06	282864,85	361379,41
Total	532195,35	526469,83	556005,51	580395,63	586829,93	601684,23	611074,59	632233,77	651510,31	669343,66	696533,25	767535,47

Combustible	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Combustóleo	48060,94	43796,72	40369,96	37584,39	35390,48	33752,70	32520,93	31683,33	32569,52	33602,21	34829,66	36259,36
Gas natural	348654,15	359900,81	373258,36	385714,98	398771,75	413904,55	428156,54	443017,11	479068,17	516449,34	556843,91	600491,02
Diesel	15810,71	16841,95	18050,20	19281,30	20622,02	22158,11	23740,79	25458,09	28050,65	30876,98	34059,09	37648,78
Carbón	375306,51	390184,33	411737,82	428653,52	446697,27	471504,15	491973,95	513783,34	594699,23	683850,37	789255,78	913893,00
Total	787832,33	810723,80	843416,34	871234,18	901481,51	941319,51	976392,21	1013941,86	1134387,57	1264778,90	1414988,45	1588292,16

Emisiones contaminantes para el escenario Alto

Tabla 4.7 Cálculo de CO₂ por cada tipo de combustible, escenario Alto 2007-2030 [ton]

Combustible	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Combustóleo	36032441,76	30549279,8	29035721,88	27613514,94	24553902,8	25136972,64	22151125,21	22747256,52	24449922,42	22602408,17	21856724,13	20253809,24
Gas natural	46198715,32	46578905,4	50457507,34	53068115,09	53810626,12	56991455,95	60720357,75	64723427,1	68225438,69	73191889,38	77256463,5	75172652,54
Diesel	1119840,15	998753,87	1006517,13	878455,9723	956090,0328	975163,59	1036005,046	1107959,518	1174602,24	1128574,72	709630,041	868568,62
Carbón	27084659,36	28233259,98	30281749,13	32656808,28	33909580,39	33760137,87	33706694,5	33775032,94	33529687,08	33699004,2	36006669,92	44531587,33
Total	110435656,6	106360199,1	110781495,5	114216894,3	113230199,3	116863730,1	117614182,5	122353676,1	127379650,4	130621876,5	135829487,6	140826617,7

Combustible	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Combustóleo	18276982,23	16603218,62	15314478,46	14204680,93	13369407,19	12713733,85	12245164,19	11878819,25	12233266,89	12580071,09	13048774,78	13594523,76
Gas natural	77559125,27	79072802,19	82414575,59	84212800,18	87154091,21	89898621,25	93111223,15	95476081,45	103911517	111342544,7	120429141,6	130245498,4
Diesel	924063,5401	970806,1946	1046998,81	1105766,063	1185127,293	1266775,339	1360476,728	1448416,863	1606370,045	1760009,819	1948281,85	2160618,76
Carbón	46313155,56	46037719,26	49524601,77	49542914,25	51869647,94	53639386,51	56283022,23	56995624,67	68041947,08	77359455,61	90834491,83	106757255,6
Total	143073326,6	142684546,3	148300654,6	149066161,4	153578273,6	157518517	162999886,3	165798942,2	185793101	203042081,3	226260690	252757896,4

Tabla 4.8 Cálculo de CO por cada tipo de combustible, escenario Alto 2007-2030 [ton]

Combustible	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Combustóleo	6597,5	5593,5	5316,4	5056,0	4495,8	4602,5	4055,8	4165,0	4476,7	4138,5	4001,9	3708,4
Gas natural	16470,1	16605,7	17988,4	18919,1	19183,8	20317,8	21647,2	23074,3	24322,8	26093,4	27542,4	26799,5
Diesel	948,2	845,7	852,3	743,8	809,6	825,7	877,3	938,2	994,6	955,6	600,9	735,5
Carbón	2875,3	2997,3	3214,7	3466,9	3599,9	3584,0	3578,3	3585,6	3559,5	3577,5	3822,5	4727,5
Total	26891,2	26042,2	27371,8	28185,8	28089,1	29330,1	30158,6	31763,1	33353,7	34765,0	35967,7	35971,0

Combustible	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Combustóleo	3346,5	3040,0	2804,1	2600,9	2447,9	2327,9	2242,1	2175,0	2239,9	2303,4	2389,2	2489,1
Gas natural	27650,3	28189,9	29381,3	30022,4	31071,0	32049,4	33194,7	34037,8	37045,1	39694,3	42933,7	46433,3
Diesel	782,5	822,0	886,6	936,3	1003,5	1072,7	1152,0	1226,5	1360,2	1490,3	1649,7	1829,5
Carbón	4916,6	4887,4	5257,6	5259,5	5506,5	5694,4	5975,1	6050,7	7223,4	8212,5	9643,1	11333,4
Total	36695,9	36939,4	38329,5	38819,1	40029,0	41144,4	42563,9	43490,0	47868,6	51700,6	56615,8	62085,5

Tabla 4.9 Cálculo de NO_x por cada tipo de combustible, escenario Alto 2007-2030 [ton]

Combustible	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Combustóleo	94579,39	80186,97	76214,12	72481,06	64450,06	65980,53	58143,16	59707,91	64177,13	59327,70	57370,40	53163,01
Gas natural	205876,63	207570,88	224855,20	236488,93	239797,80	253972,62	270589,83	288428,82	304034,93	326167,06	344280,14	334994,00
Diesel	18964,91	16914,27	17045,74	14876,98	16191,74	16514,76	17545,13	18763,71	19892,33	19112,84	12017,85	14709,53
Carbón	212774,42	221797,71	237890,44	256548,67	266390,32	265216,32	264796,47	265333,33	263405,92	264736,06	282864,85	349835,77
Total	532195,35	526469,83	556005,51	580395,63	586829,93	601684,23	611074,59	632233,77	651510,31	669343,66	696533,25	752702,30

Combustible	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Combustóleo	47974,15	43580,79	40198,05	37285,01	35092,55	33371,52	32141,60	31180,00	32110,37	33020,67	34250,95	35683,45
Gas natural	345628,90	352374,34	367266,38	375279,86	388387,22	400617,74	414934,15	425472,73	463063,80	496178,90	536671,75	580416,66
Diesel	15649,36	16440,97	17731,32	18726,56	20070,57	21453,31	23040,18	24529,48	27204,48	29806,43	32994,88	36590,89
Carbón	363831,59	361667,79	389060,40	389204,26	407482,85	421385,74	442153,88	447752,02	534530,84	607728,27	713586,82	838674,49
Total	773084,01	774063,89	814256,15	820495,69	851033,19	876828,31	912269,81	928934,23	1056909,48	1166734,26	1317504,41	1491365,48

Nota: todas las Tablas tienen la misma Fuente.

Fuente: Realizada por la Autora a partir de Morales, E., 2008., CFE, 2008., SENER, 2008. y CFE, 2006.