

La ruta de México hacia una economía sustentable de baja intensidad de carbono

Capítulo VII

Estado del arte de tecnologías para el aprovechamiento de las energías renovables

Contrato No. SE-S 09/2010



PREPARADO POR:

**CENTRO MARIO MOLINA
para Estudios Estratégicos Sobre Energía y Medio Ambiente A.C.**

**Dr. Mario Molina
Presidente**

**Ing. Carlos Mena Brito
Director ejecutivo**

**M. en C. Rodolfo Lacy Tamayo
Coordinador de programas y proyectos**

**Ing. Graciela Hernández Cano
Ingeniero de proyectos**

**Ing. Marco Aurelio Jano Ito
Ingeniero de proyectos**

ÍNDICE

VII	Estado del arte de tecnologías para el aprovechamiento de las energías renovables	13
VII.1	Energía Geotérmica	15
VII.1.1	Situación actual.....	15
VII.1.2	Pozos geotérmicos.....	17
VII.1.3	Tecnologías de aprovechamiento de energía geotérmica	18
VII.1.3.1	Hidrotermal.....	18
VII.1.3.1.1	Sistemas de vapor	19
VII.1.3.1.2	Sistemas de expansión instantánea.....	20
VII.1.3.1.3	Sistemas de flujo total	21
VII.1.3.1.4	Sistema binario	22
VII.1.3.2	Geopresurizado	23
VII.1.3.3	Magma	24
VII.1.3.4	Sistemas Geotérmicos Mejorados	24
VII.1.4	Experiencias internacionales.....	25
VII.1.4.1	Sistemas hidrotermales	25
VII.1.4.1.1	Plantas geotérmicas de vapor seco Geysers	28
VII.1.4.1.2	Plantas geotérmicas de vapor seco Larderello.....	29
VII.1.4.1.3	Plantas geotérmicas de Hatchobaru	29
VII.1.4.1.4	Estación geotérmica de Miravalles.....	30
VII.1.4.2	Sistemas geotérmicos mejorados	31
VII.1.4.2.1	Proyecto Fenton Hill.....	31
VII.1.4.2.2	Proyecto Hijiori.....	32
VII.1.4.2.3	Proyecto Soultz.....	33
VII.1.5	Costos.....	34
VII.1.6	Potencial de la energía geotérmica en México	37
VII.1.6.1	Sistemas de baja y mediana temperatura.....	37
VII.1.6.2	Sistemas de alta temperatura	37
VII.2	Energía solar.....	42
VII.2.1	Situación actual.....	42
VII.2.2	Tecnologías de aprovechamiento de la energía solar	43
VII.2.2.1	Sistemas de recolección de energía térmica	44
VII.2.2.2	Sistemas de concentración térmica solar.....	45
VII.2.2.2.1	Sistemas de espejos cilindro – parabólicos.....	46
VII.2.2.2.2	Sistema lineal Fresnel.....	48
VII.2.2.2.3	Sistemas disco/máquina	49
VII.2.2.2.4	Torres solares.....	52
VII.2.2.2.5	Almacenamiento térmico.....	54
VII.2.2.3	Sistemas fotovoltaicos	55
VII.2.3	Experiencias internacionales.....	58
VII.2.3.1	Torres solares.....	58

VII.2.3.1.1 Proyecto PS10.....	59
VII.2.3.1.2 Proyecto Solar One.....	60
VII.2.3.1.3 Proyecto Solar Two.....	60
VII.2.3.1.4 Proyecto PS20.....	61
VII.2.3.2 Sistemas de espejos cilindro – parabólicos	62
VII.2.3.2.1 Proyecto SEGS.....	62
VII.2.3.2.2 Proyecto Andasol.....	64
VII.2.3.3 Sistemas de concentración fotovoltaica	66
VII.2.3.3.1 Proyecto Fotovoltaico en la plataforma de Solúcar	66
VII.2.4 Costos.....	66
VII.2.5 Potencial de la energía solar en México	71
VII.3 Energía Eólica.....	74
VII.3.1 Situación actual.....	74
VII.3.1.1 Asia	76
VII.3.1.2 Estados Unidos	76
VII.3.1.3 Europa.....	77
VII.3.1.4 América Latina.....	77
VII.3.2 Tecnologías de aprovechamiento de energía eólica	77
VII.3.2.1 Turbina Eólica.....	78
VII.3.2.2 Innovaciones futuras.....	88
VII.3.3 Costos.....	90
VII.3.4 Beneficios e impactos ambientales de la energía eólica.....	92
VII.3.4.1 Otros impactos	93
VII.3.5 Potencial eólico en México.....	95
VII.4 Energía mareomotriz, de las olas y corrientes submarinas	99
VII.4.1 Situación actual.....	99
VII.4.2 Energía mareomotriz.....	100
VII.4.3 Energía de las olas	101
VII.4.3.1 Sistema TAPCHAN	102
VII.4.3.2 Sistema OWC.....	103
VII.4.3.3 Balsa de Cockerell.....	104
VII.4.4 Gradientes térmicos	104
VII.4.4.1 Corrientes oceánicas	104
VII.4.5 Gradientes salinos	105
VII.4.6 Experiencias internacionales.....	105
VII.4.6.1 Sistemas mareomotrices	107
VII.4.6.1.1 Planta La Rance	107
VII.4.6.1.2 Proyecto SeaGen.....	108
VII.4.6.2 Sistemas de olas	109
VII.4.6.2.1 Proyecto Toftestallen	109
VII.4.6.2.2 Proyecto LIMPET 500	109
VII.4.6.2.3 Proyecto PICO	110

VII.4.6.2.4 Proyecto Port Kembla	110
VII.4.6.2.5 Boyas.....	111
VII.4.6.3 Gradiente salino	112
VII.4.7 Costos.....	112
VII.4.8 Potencia de la energía oceánica en México	114
VII.5 Biomasa	115
VII.5.1 Situación actual.....	116
VII.5.2 Recursos biomásicos	117
VII.5.3 Implicaciones ambientales del cultivo de biomasa para obtener energía.....	121
VII.5.4 Tecnologías	122
VII.5.4.1 Densificación de la biomasa	125
VII.5.4.1.1 Peletización	125
VII.5.4.1.2 Pirólisis	125
VII.5.4.1.3 Mejoramiento hidrotérmico (HTI).....	126
VII.5.4.1.4 Torrefacción.....	126
VII.5.4.2 Biomasa para calentar.....	126
VII.5.4.2.1 Combustión.....	126
VII.5.4.2.2 Gasificación	126
VII.5.4.3 Biomasa para producir electricidad o cogenerar	127
VII.5.4.3.1 Combustión de la biomasa.....	127
VII.5.4.3.2 Co-combustión.....	128
VII.5.4.3.3 Gasificación	128
VII.5.4.3.4 Digestión anaerobia	129
VII.5.4.4 Biocombustibles para transporte	131
VII.5.4.5 Biocombustibles de 1ª generación.....	134
VII.5.4.5.1 Bioetanol.....	134
VII.5.4.5.2 Biodiesel	134
VII.5.4.5.3 Biometano.....	136
VII.5.4.6 Biocombustibles de 2da generación	137
VII.5.4.6.1 Bioetanol de material lignocelulósico	138
VII.5.4.6.2 Biodiesel de semillas oleaginosas.....	142
VII.5.5 Comparación de los biocombustibles de 1ª y 2da generación.....	143
VII.5.5.1 Biocombustibles de 3ra generación	144
VII.5.5.1.1 Biocombustibles a partir de algas	144
VII.5.6 Costos.....	150
VII.5.6.1 Generación de energía eléctrica.....	152
VII.5.6.2 Cogeneración	153
VII.5.6.3 Biocombustibles	154
VII.5.7 Potencial en México	155

FIGURAS

Figura VII.1 Opciones de la utilización de energía renovable para prestación de energía útil.....	14
Figura VII.2 Estructura de la Tierra.	15
Figura VII.3 Principales productores de energía geotérmica.	16
Figura VII.4 Esquema de perforación de un pozo.	18
Figura VII.5 Diagrama de un sistema de aprovechamiento geotérmico de vapor.....	19
Figura VII.6 Diagrama de un sistema de aprovechamiento geotérmico de expansión simple.	20
Figura VII.7 Diagrama de un sistema de aprovechamiento geotérmico de expansión doble.	21
Figura VII.8 Diagrama de un sistema de aprovechamiento geotérmico de flujo total.....	22
Figura VII.9 Diagrama de un sistema de aprovechamiento geotérmico binario.	23
Figura VII.10 Esquema de un sistema geotérmico mejorado.	24
Figura VII.11 Imagen de la planta binaria Hatchobaru.	30
Figura VII.12 Imagen de la estación geotérmica de Miravalles.	31
Figura VII.13 Esquema del proyecto Hijiori.	32
Figura VII.14 Fotografía de la planta geotérmica del proyecto Soultz.	34
Figura VII.15 Distribución geográfica de las manifestaciones geotérmicas.	39
Figura VII.16 Capacidad instalada por país de tecnología fotovoltaica para los años 2000, 2004 y 2008.	42
Figura VII.17 Capacidad instalada de sistemas de concentración solar térmica.	43
Figura VII.18 Pared de Trombe y techo voladizo.	44
Figura VII.19 Sistema recolector de placa plana para el calentamiento de agua.....	45
Figura VII.20 Esquema de espejo cilindro –parabólico.....	47
Figura VII.21 Esquema del sistema de espejos cilindro – parabólico.	48
Figura VII.22 Esquema del sistema lineal Fresnel.	48
Figura VII.23 Esquema del sistema disco/máquina.....	49
Figura VII.24 a) Recolectores de varias unidades, b) Recolectores de una sola unidad. .	50
Figura VII.25 Esquema de torres solares para la producción de energía eléctrica.	53
Figura VII.26 a) Helióstato formado por varias unidades de espejos, b) Helióstato de membrana.	53
Figura VII.27 Sistemas fotovoltaicos.	57
Figura VII.28 Sistemas recolectores de concentración baja.	58
Figura VII.29 Fotografía de la torre solar PS10.	60
Figura VII.30 Fotografía de la torre solar Solar two.	61
Figura VII.31 Fotografía de la torre solar PS20.	61
Figura VII.32 Fotografías del proyecto fotovoltaico en la plataforma de Solúcar.	66

Figura VII.33 Componentes del costo de inversión para una planta de concentración solar térmica.....	67
Figura VII.34 Evaluación de costos nivelados de electricidad.	68
Figura VII.35 Costo y eficiencia de las principales tecnologías fotovoltaicas.....	69
Figura VII.36 Precio promedio de módulos fotovoltaicos de todas las tecnologías a nivel mundial.....	70
Figura VII.37 Potencial solar en la República Mexicana.....	71
Figura VII.38 Radiación solar directa normal – anual en la República Mexicana.....	72
Figura VII.39 Radiación solar directa normal – anual para los estados de Veracruz, Oaxaca y Chiapas.	72
Figura VII.40 Capacidad eólica total instalada.	75
Figura VII.41 Capacidad eólica total instalada para los principales países.....	76
Figura VII.42 Crecimiento del tamaño de las turbinas desde 1980.....	78
Figura VII.43 Rotores con eje vertical de rotación.....	79
Figura VII.44 Diagrama de los componentes principales de un aerogenerador.....	80
Figura VII.45 Tipos de aerogeneradores de acuerdo al número de palas.	82
Figura VII.46 Tamaño de aerogeneradores y potencia producida.....	86
Figura VII.47 Sistema Kite Gen Carrousel	88
Figura VII.48 Magenn Power Rotor System.	89
Figura VII.49 Sistema Sky WinPower	89
Figura VII.50 Sistema Ampelmass.....	90
Figura VII.51 Composición de los costos en turbinas eólicas de 1-2 MW.....	91
Figura VII.52 Distribución geográfica del potencial de energía eólica.	98
Figura VII.53 Sitios principales para la instalación de proyectos mareomotrices.....	100
Figura VII.54 Sistemas mareomotrices de embalses.	101
Figura VII.55 Potencia promedio anual de las olas.	102
Figura VII.56 Sistema TAPCHAN.....	103
Figura VII.57 Sistema OWC.....	103
Figura VII.58 Esquema del proceso de producción de energía eléctrica a partir de gradientes salinos.....	105
Figura VII.59 Porcentaje de sistemas en cada etapa de madurez. a) Sistemas mareomotrices. b) Sistemas de olas	106
Figura VII.60 Planta de La Rance.	107
Figura VII.61 Imágenes de los rotores y la estructura del proyecto SeaGen.....	109
Figura VII.62 Fotografía y esquema del sistema OWC en Escocia.	110
Figura VII.63 Fotografía y esquema del sistema OWC en Pico.....	110
Figura VII.64 Fotografía de la estructura utilizada en Port Kembla.....	111
Figura VII.65 Boya Powerbuoy PB40ES.	111
Figura VII.66 Fotografía de la planta en la que se instaló el proceso de ósmosis.	112

Figura VII.67 Componentes del costo de proyectos.....	113
Figura VII.68 Mareas en el Golfo de California.....	114
Figura VII.69 Contribución de la biomasa a la energía primaria mundial.....	116
Figura VII.70 Interacciones más importantes para la evaluación del potencial de bioenergía.....	122
Figura VII.71 Esquema de las diferentes rutas para la obtención de bioenergía.	123
Figura VII.72 Estado de desarrollo de las principales tecnologías para convertir la biomasa en energía.	124
Figura VII.73 Diferentes formas de densificación de la madera.	125
Figura VII.74 Digestión Anaerobia de biomasa.	129
Figura VII.75 Estado de desarrollo de las tecnologías para producción de biocombustibles para el transporte.....	133
Figura VII.76 Jatropha Curcas.	142
Figura VII.77 Porcentaje de cambio en las emisiones de gases de efecto invernadero para diferentes biocombustibles en comparación con los combustibles fósiles.....	143
Figura VII.78 Esquema de un estanque (HRP), o diseño de autopista con rueda de paletas.....	146
Figura VII.79 Esquema de un fotobiorreactor cerrado (variedad tubular).	147
Figura VII.80 Esquema conceptual para la producción de microalgas.	148
Figura VII.81 Estimación de costos para los biocombustibles al año 2050.....	154
Figura VII.82 Potencial de Jatropha en México.....	158
Figura VII.83 Proyectos de producción de biocombustibles en México.	159
Figura VII.84 Futuras evoluciones en el proceso de obtención del etanol a partir de maíz.	160
Figura VII.85 Diagrama de flujo simplificado de la producción de azúcar y de etanol en una instalación integrada de procesamiento de caña.	163
Figura VII.86 Diagrama de flujo simplificado de la producción de etanol de caña de azúcar en una destilería autónoma.....	164

TABLAS

Tabla VII.1 Capacidad instalada a nivel mundial.....	16
Tabla VII.2 Tecnologías para sistemas geotérmicos mejorados.	25
Tabla VII.3 Número de plantas instaladas a nivel mundial.	26
Tabla VII.4 Plantas geotérmicas de Geysers.	28
Tabla VII.5 Línea del tiempo de desarrollo del proyecto Soultz.....	33
Tabla VII.6 Costo de inversión para una planta geotérmica.	34
Tabla VII.7 Costo de producción de la electricidad.	35
Tabla VII.8 Costo de producción de la electricidad.	36
Tabla VII.9 Proyección de costos para plantas geotérmicas.	37
Tabla VII.10 Potencial geotérmico de sistemas hidrotermales de alta temperatura.....	38
Tabla VII.11 Potencial geotérmico de sistemas hidrotermales de baja y mediana temperatura.	40
Tabla VII.12 Principales características de los sistemas de concentración térmica solar. 46	
Tabla VII.13 Características de algunos proyectos de investigación en sistemas disco/máquina.....	51
Tabla VII.14 Proyectos de generación de energía eléctrica con torres solares.	58
Tabla VII.15 Características de las plantas del proyecto SEGS.	63
Tabla VII.16 Características de las plantas del proyecto Andasol.	65
Tabla VII.17 Costo de módulos de diferentes tecnologías.	70
Tabla VII.18 Altura de las torres de acuerdo a la potencia nominal y el diámetro del rotor.	81
Tabla VII.19 Resumen de costos de proyectos eólicos.	92
Tabla VII.20 Niveles de ruido por tipo de actividad.	94
Tabla VII.21 Proyectos de Energía Eólica en México.....	97
Tabla VII.22 Capacidad instalada a nivel mundial de diferentes tecnologías de aprovechamiento de energía de los océanos (kW).	99
Tabla VII.23 Características principales de la planta La Rance.....	108
Tabla VII.24 Costos de la energía oceánica.....	113
Tabla VII.25 Tipos de Biomasa.	118
Tabla VII.26 Revisión de los estudios regionales para la producción de Biomasa.	119
Tabla VII.27 Rendimientos y subproductos de cultivos energéticos convencionales y lignocelulósicos.....	120
Tabla VII.28 Rutas de obtención de biodiesel de 1ª generación.....	135
Tabla VII.29 Desafíos de los biocombustibles de primera generación.	137
Tabla VII.30 Resumen de los diversos procesos utilizados en el pretratamiento de la biomasa lignocelulósica.	140
Tabla VII.31 Costos, eficiencias y capacidades típicas para la generación de bioenergía.	151

Tabla VII.32 Costos para la generación de energía eléctrica a partir de biomasa.	152
Tabla VII.33 Costos para la cogeneración a partir de biomasa.	153
Tabla VII.34 Rendimiento de la caña de azúcar.	156
Tabla VII.35 Materias primas para la fabricación de etanol combustible.	157

LISTADO DE ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

AMDEE	Asociación Mexicana de Energía Eólica
ASTM	Sociedad Estadounidense para Ensayos y Materiales (<i>American Society for Testing Materials</i>)
B100	Biodiesel al 100%
CFE	Comisión Federal de la Electricidad
CHP	Cogeneración (<i>Combined Heat and Power</i>)
CIE	Centro de Investigación en Energía
CONUEE	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
CRE	Comisión Reguladora de Electricidad
DOE	Departamento de Energía de los Estados Unidos (<i>U.S. Department of Energy</i>)
DOE/EERE	Eficiencia Energética y Energía Renovable del Departamento de Energía de Estados Unidos (<i>Department of Energy, Energy Efficiency and Renewable Energy</i>)
EBETC	Centro Europeo de Comercio de Bioenergía (<i>European Bio Energy Trade Center</i>)
EPA	Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos de América (<i>Environmental Protection Agency de EUA</i>)
EWEA	Asociación Europea de Energía Eólica (<i>The European Wind Energy Association</i>)
FlexFuel	Flexible Fuel
FT	Fischer Tropsch
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GTZ	Cooperación Técnica Alemana
GWEC	Global Wind Energy Council
HTI	Mejoramiento hidrotérmico
IEA	Agencia Internacional de la Energía (<i>International Energy Agency</i>)
IGCC	Ciclo Combinado con Gasificación Integrada (<i>Integrated Gasification Combined Cycle</i>)
IGFC	Pilas de combustible con gasificación integrada (<i>Integrated Gasification Fuel Cell</i>)
IGGT	Ciclo combinado con turbina de gas (<i>Integrated Gasification Gas Turbine</i>)
IIE	Instituto de Investigaciones Eléctricas
INIFAP	Instituto de Investigaciones Forestales, Agrícolas y Pecuarias
I+D	Investigación y desarrollo
MARS	Sistema Magenn de Rotor de Aire (<i>Magenn Air Rotor System</i>)
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio
MIT	Instituto Tecnológico de Massachusetts (<i>Massachusetts Institute of Technology</i>)
NAPCC	Plan de Acción Nacional para el Cambio Climático de India (<i>National Action Plan on Climate Change</i>)
NETL	Laboratorio Nacional de Tecnología en Energía (<i>National Energy Technology Laboratory</i>)
NREL	Laboratorio Nacional de Energías Renovables (<i>National Renewable Energy Laboratory</i>)

OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
OWC	Columna Oscilante de Agua (<i>Oscillating Water Column</i>)
ORC	Ciclo Rankine Organico (<i>Organic Rankine Cycle</i>)
RSU	Residuos Sólidos Urbanos
SAGARPA	Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación
SEDESOL	Secretaria de Desarrollo Social
SEGS	Sistemas de Generación de Energía Solar (<i>Solar Energy Generating Systems</i>)
SEISA	Sistemas de Energía Internacional
SENER	Secretaria de Energía de México
TAPCHAN	Sistema de Conversión de Energía de las Olas a través de Canales Cónicos (<i>Tapered Channel Wave Energy Conversion System</i>)
TUDeft	Universidad de Tecnología de Delft (<i>Delft University of Technology</i>)
UACM	Universidad Autónoma de la Ciudad de México
UBA	Ultra Bajo Azufre
UE	Unión Europea
UNAM	Universidad Nacional Autónoma de México
USAID	Agencia de Desarrollo Internacional de los Estados Unidos (<i>United State Agency International Development</i>)
USDA	Departamento de Agricultura de los Estados Unidos (<i>United States Department of Agriculture</i>)

VII Estado del arte de tecnologías para el aprovechamiento de las energías renovables

Hoy en día, la alimentación, el transporte, la educación y en general el bienestar, dependen en gran medida de la disponibilidad suficiente y económica de la energía. La historia del progreso humano está íntimamente ligada con el uso cada vez más intenso y avanzado de la energía.

El sorprendente avance tecnológico del siglo pasado fue posible gracias a la disponibilidad cada vez más abundante y barata de combustible y de electricidad que hoy en día son como la sangre que nutre e impulsa la economía.

En un principio, la única energía disponible era la humana, después se pudo controlar y aprovechar, el fuego de la biomasa para preparar alimentos, calentar viviendas y extraer metales, asimismo se usó la energía de los animales para la agricultura y el transporte y para diferentes fines la energía eólica, la hidráulica y la solar. Estas energías renovables disminuyeron su importancia relativa a partir de la Revolución Industrial en virtud de que, en forma muy rápida se logró el control sucesivo del carbón, el vapor, la electricidad, el petróleo, el gas natural y la energía nuclear.

Se puede decir que la historia del progreso humano reciente es la historia del control sucesivo y cada vez más eficaz de las diferentes fuentes de energía. Este avance, sin embargo, no ha estado exento de costos, siendo el de más importancia el calentamiento global que se ha provocado principalmente por el uso de combustible fósil.

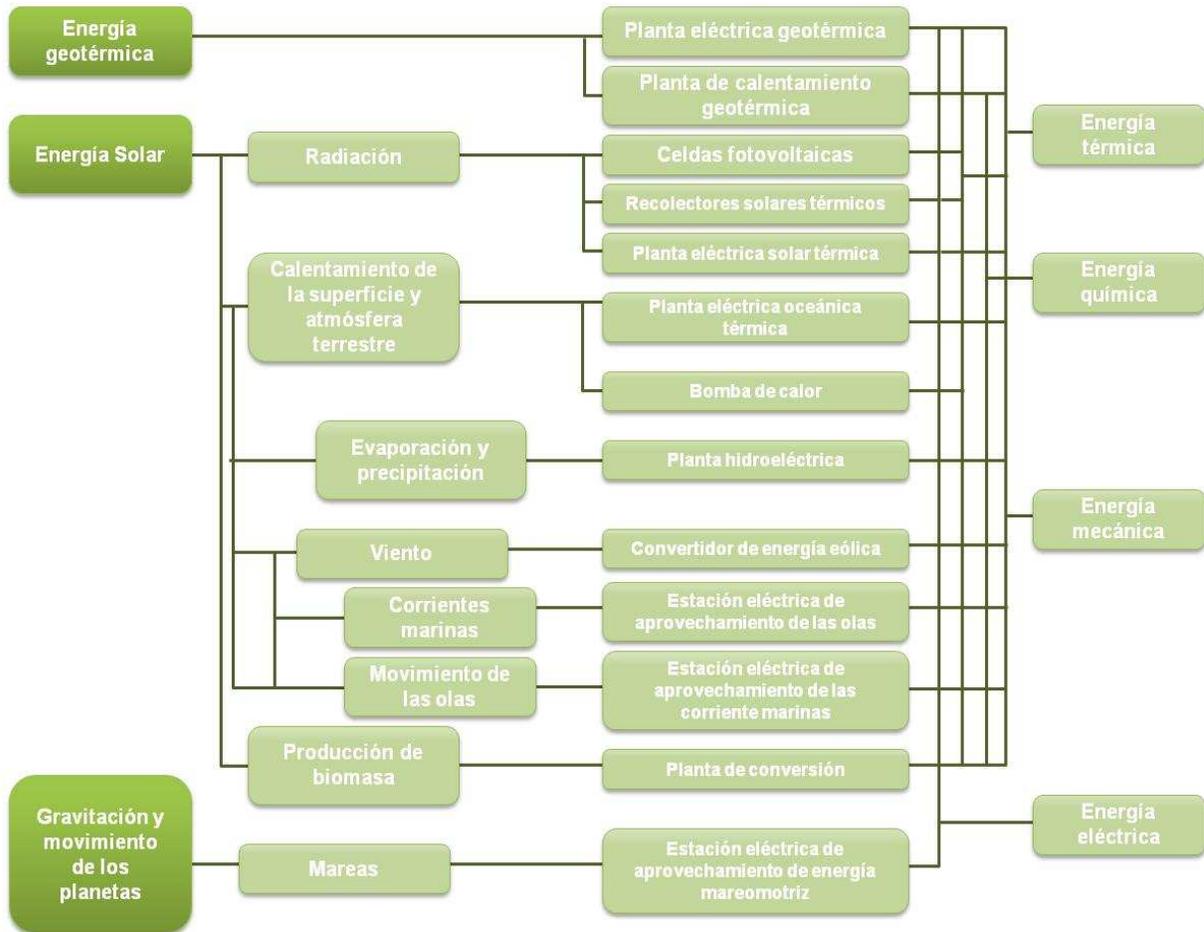
Para enfrentar el problema es necesario disminuir drásticamente las emisiones de gases de efecto invernadero, principalmente bióxido de carbono y metano y para ello hay que substituir a los energéticos de origen fósil, por fuentes renovables de energía que no conlleven emisiones netas de estos gases.

Por esta razón y para disminuir su dependencia de la importación de energía muchos países están impulsando el uso cada vez mayor de las fuentes renovables de energía.

De acuerdo a la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) “La energía renovables es la derivada de procesos naturales que se crean constantemente. En sus diversas formas, esta se obtiene directa o indirectamente del sol o el calor generado dentro de la tierra. Incluida en la definición están la energía solar, la eólica, la de biomasa, la geotérmica, la hidroeléctrica y recursos del océano y la de los océanos” (International Energy Agency IEA, 2009a).

Hay tres fuentes fundamentales de energías renovables; la solar, la que se genera en el interior de la tierra y la proveniente del movimiento de los planetas. En la Figura VII.1 se muestran las distintas manifestaciones de estas energías y las alternativas que se están utilizando para aprovecharlas.

Figura VII.1 Opciones de la utilización de energía renovable para prestación de energía útil.



Fuente: (Wiese, 2010)

En este capítulo se presenta una revisión del estado del arte de las tecnologías para utilizar la energía geotérmica, la solar, la eólica, la de los océanos y la biomasa. Estas son las energías renovables de mayor relevancia para el país.

En cada caso se empieza con una breve introducción de la situación actual a nivel mundial de cada energía renovable se presenta una definición de la misma así como su participación a nivel mundial. En el apartado siguiente se da una semblanza de estado actual, y en algunos casos, el estado futuro de las tecnologías para su aprovechamiento.

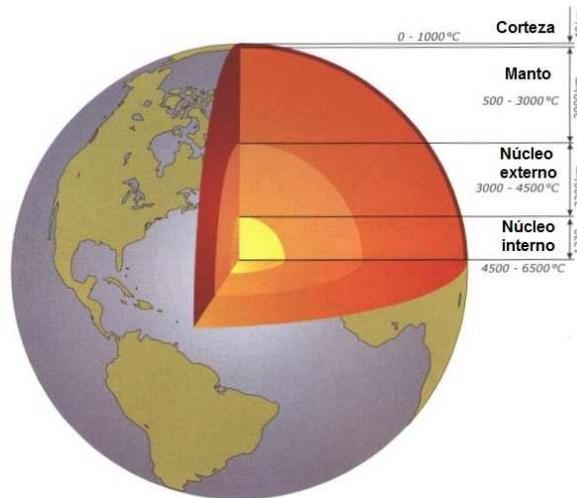
Se presenta un panorama general de los costos a nivel mundial de la energía renovable y en algunos casos la prospectiva a un horizonte de mediano y largo plazo (2030, 2050).

Por último se presentan las estimaciones disponibles sobre el potencial que existe en México de cada tipo de energía renovable.

VII.1 Energía Geotérmica

La litósfera es la capa rocosa más externa del manto que rodea al núcleo de la Tierra y está dividida en placas tectónicas que se encuentran en movimientos formando fallas que dan origen a la actividad sísmica y volcánica del planeta (ver Figura VII.2). A pesar de que la gran mayoría de energía geotérmica se encuentra a grandes profundidades, la actividad geológica que se lleva a cabo en la litósfera puede ser aprovechada para su transformación a formas útiles de energía.

Figura VII.2 Estructura de la Tierra.



Fuente: (Quaschnig, 2010)

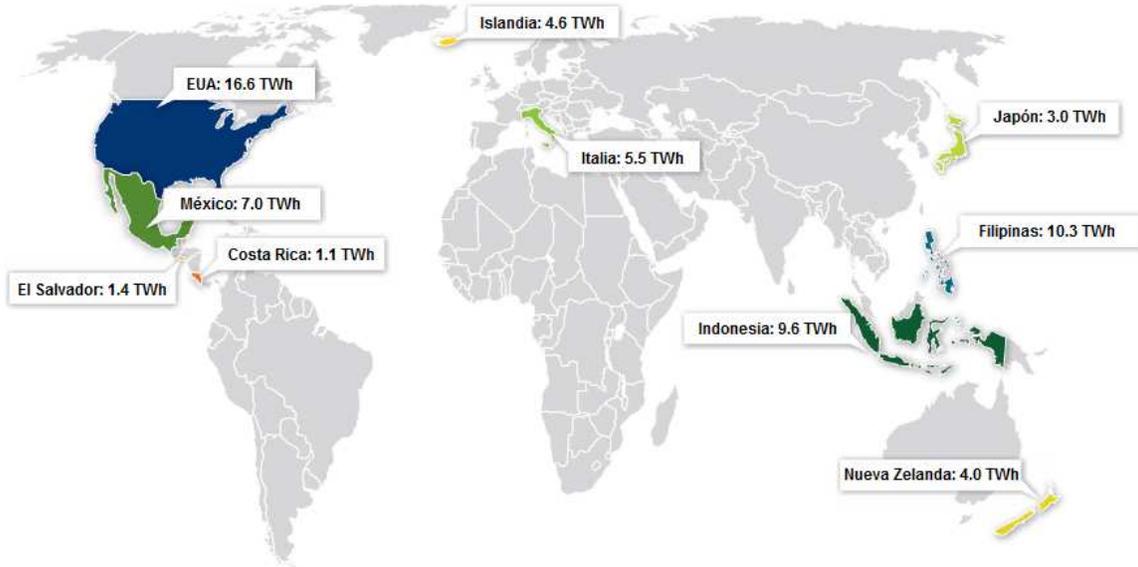
La mayoría de los campos geotérmicos se encuentran en zonas con actividad volcánica y son las cámaras de magma las que proveen la energía. Las zonas con actividad volcánica se encuentran a lo largo de zonas de subducción en donde las placas tectónicas colisionan entre ellas quedando una sobre otra. Estas zonas se encuentran principalmente a lo largo del Anillo de Fuego del Pacífico, el Altiplano de los Andes, la región Taupo en Nueva Zelanda, Kamchatka y partes de Japón. Las zonas con actividad volcánica también se encuentran en lugares fuera de las zonas de subducción como Yellowstone o el campo Clear Lake. Otro ejemplo son las grietas continentales que son zonas de actividad volcánica joven que se encuentran principalmente en África.

VII.1.1 Situación actual

De acuerdo con el Reporte de la Generación de Energía Geotérmica a nivel Internacional presentado en el Congreso Mundial de Geotermia (Bertani, 2010), dentro del periodo comprendido entre 2005 y 2010, la producción de energía a partir de geotermia creció 21%, de 55.7 TWh a 67.2 TWh. Estados Unidos es el productor más grande de energía a partir de esta fuente con 16.6 TWh, seguido por Filipinas con 10.3 TWh, Indonesia con 9.6 TWh y México con con 7.0 TWh. Otros países importantes en la generación de energía

geotérmica son Italia con una producción de 5.5 TWh, Islandia con 4.6 TWh y Nueva Zelanda con 4.0 TWh. La Figura VII.3 muestra a los principales países productores de electricidad a partir de energía geotérmica para el año 2009.

Figura VII.3 Principales productores de energía geotérmica.



Fuente: (Bertani, 2010)

Para el año 2010, 24 países producen electricidad a partir de recursos geotérmicos, existiendo una gran cantidad de proyectos representando una capacidad instalada total de 10.7 MW. Estados Unidos posee la mayor capacidad instalada con 3,093 MW, seguido por Filipinas con 1,904 MW e Indonesia con 1,197. México ocupa el cuarto lugar con 958 MW. La Tabla VII.1 muestra la capacidad instalada de los países productores de energía eléctrica a partir de recursos geotérmicos.

Tabla VII.1 Capacidad instalada a nivel mundial.

País	Capacidad instalada (MW)
Estados Unidos	3,093
Filipinas	1,904
Indonesia	1,197
México	958
Italia	843
Nueva Zelanda	628
Islandia	575
Japón	536
El Salvador	204
Kenia	167

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

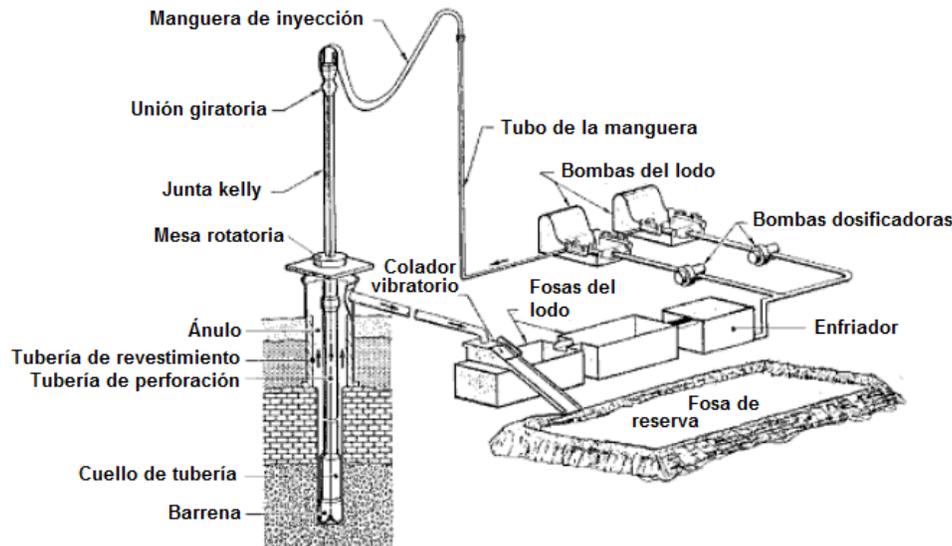
Fuente: (Bertani, 2010)

VII.1.2 Pozos geotérmicos

Después de la realización de estudios exploratorios de gabinete, generalmente se perforan pozos de exploración para obtener la información necesaria para la perforación posterior de pozos de explotación. Las condiciones geológicas presentes en los yacimientos geotérmicos, hacen que la construcción de los pozos sea ligeramente distinta a la de pozos petroleros tradicionales. La perforación de los pozos se realiza utilizando una barrena de tres conos, que es girada por una mesa rotatoria a través de una tubería cuyo diámetro es menor al de la barrena. La roca que es perforada, se retira del yacimiento utilizando fluido de perforación que fluye hacia la superficie a través del ánulo formado entre la parte exterior de la tubería y las paredes de la perforación. Las barrenas se construyen con materiales que dependen de las propiedades de la roca a perforar, algunas están hechas con tungsteno o diamante.

Para asegurar la integridad de la perforación, ésta es revestida por tubería. Lo anterior se realiza a través de varios pasos que involucran la introducción y cementación de tubería de distintos diámetros dependiendo de la profundidad a la que se colocan. El diseño del revestimiento debe de tomar en cuenta las condiciones de operación del yacimiento, y para el caso de pozos geotérmicos, se debe de tomar especial atención a la expansión térmica que puede ocasionar rupturas en el revestimiento. La parte de la perforación que se encuentra en contacto directo con el yacimiento, puede revestirse o no dependiendo de las estabilidad del mismo. Los campos geotérmicos requieren de instalaciones de superficie que reciban el fluido del yacimiento y acondicionen el fluido a ser reinyectado al mismo. La producción de fluido del yacimiento puede ser mejorada con la utilización de bombas dentro del pozo. Estas bombas pueden ser accionadas por un eje que conecta la bomba con el elemento motor en la superficie o pueden ser eléctricas. Un método más costoso es la inyección de aire al yacimiento. Para el caso de reinyección de fluido geotérmico frío, se requiere del acondicionamiento del mismo para evitar la alteración de las condiciones del yacimiento y así del circuito geotérmico (ver Figura VII.4 Esquema de perforación de un pozo.).

Figura VII.4 Esquema de perforación de un pozo.



Fuente: (Kaltschmitt, 2010)

VII.1.3 Tecnologías de aprovechamiento de energía geotérmica

El aprovechamiento de la energía geotérmica depende de la geología del lugar y los recursos geotérmicos disponibles. Los recursos geotérmicos pueden dividirse en:

- Hidrotermal o Geohidrotermal.
- Geopresurizados.
- Magma.
- Sistemas geotérmicos mejorados.

El uso de los recursos geotérmicos involucra la construcción de pozos a partir de los cuales se pueda extraer el fluido del yacimiento, así como de los sistemas que aprovechan la energía de los fluidos. A continuación se presentan los diversos sistemas que han sido diseñados para aprovechar la energía de los recursos geológicos presentados anteriormente.

VII.1.3.1 Hidrotermal

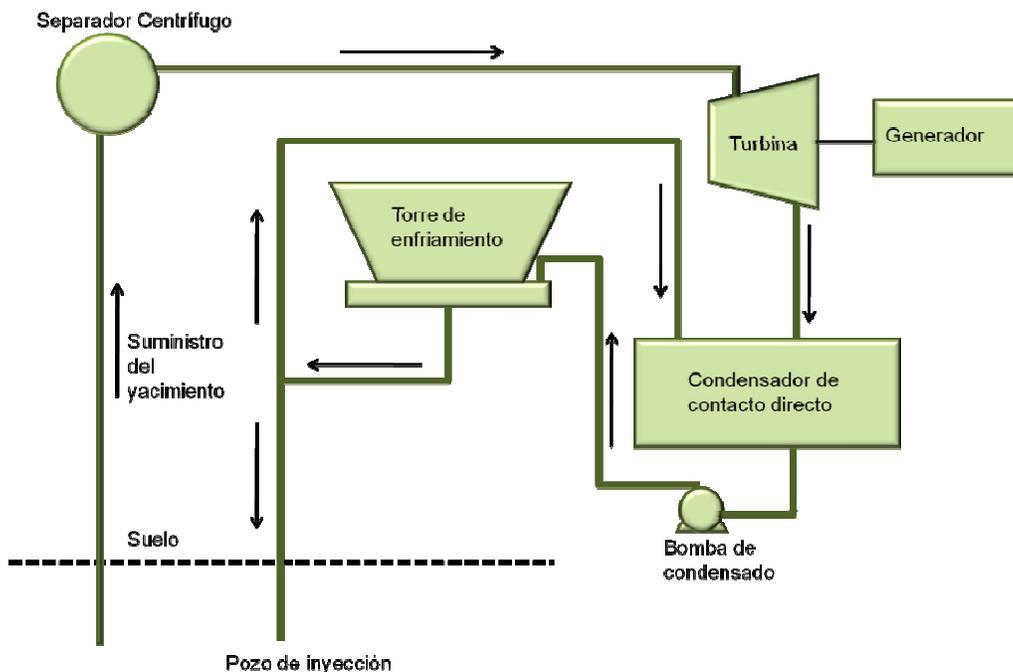
Los sistemas hidrotermales, producen fluidos calientes al entrar en contacto con roca porosa caliente. En estos sistemas, el agua de los acuíferos, que se desplaza a través de roca porosa, se calienta o evapora antes de salir a la superficie. La roca porosa es calentada por la energía de una intrusión de magma. Este sistema representa la manera más sencilla de aprovechamiento de energía geotérmica y es por ello que la mayoría de las plantas geotérmicas existentes en el mundo, utilizan este recurso. El agua o el vapor de estos sistemas se localizan usualmente a una profundidad de 1 a 4 km y a temperaturas mayores a 350°C. Una vez obtenido el fluido caliente, éste contiene sólidos disueltos,

partículas sólidas y gases incondensables. Para la remoción de agentes sólidos, se utilizan separadores centrífugos y filtros. Los gases incondensables, crean la necesidad de utilizar materiales que puedan resistir la corrosión, ya que forman ácidos. Los sistemas hidrotermales pueden dividirse en aquellos en los que predomina vapor o en aquellos en los que el estado predominante es líquido. Los sistemas en los que predomina líquido son más abundantes, y si la presión se reduce, se obtiene una mezcla de dos fases. Dentro de los sistemas líquidos, se tienen tres configuraciones: expansión instantánea, binario y de flujo total.

VII.1.3.1.1 Sistemas de vapor

Los sistemas en los que predomina vapor, son los más adecuados para la generación de energía eléctrica. En estos yacimientos se produce vapor sobrecalentado que contiene pequeñas cantidades de otros gases como CO_2 y H_2S . El mecanismo que rige la producción en estos campos, consiste en que una vez que se comienza a explotar el yacimiento, se forma una zona con menor presión en el fondo causando la ebullición y vaporización del líquido en las rocas. Se forma además una zona seca cerca del fondo del yacimiento, posibilitando el flujo de vapor a través de esta zona. En tierra, la energía del vapor se aprovecha primero haciéndolo pasar a través de un separador centrífugo. Después del separador, el vapor pasa a una turbina de vapor. Una vez que el vapor sale de la turbina, éste es condensado, enfriado y reinyectado al yacimiento (ver Figura VII.5).

Figura VII.5 Diagrama de un sistema de aprovechamiento geotérmico de vapor.

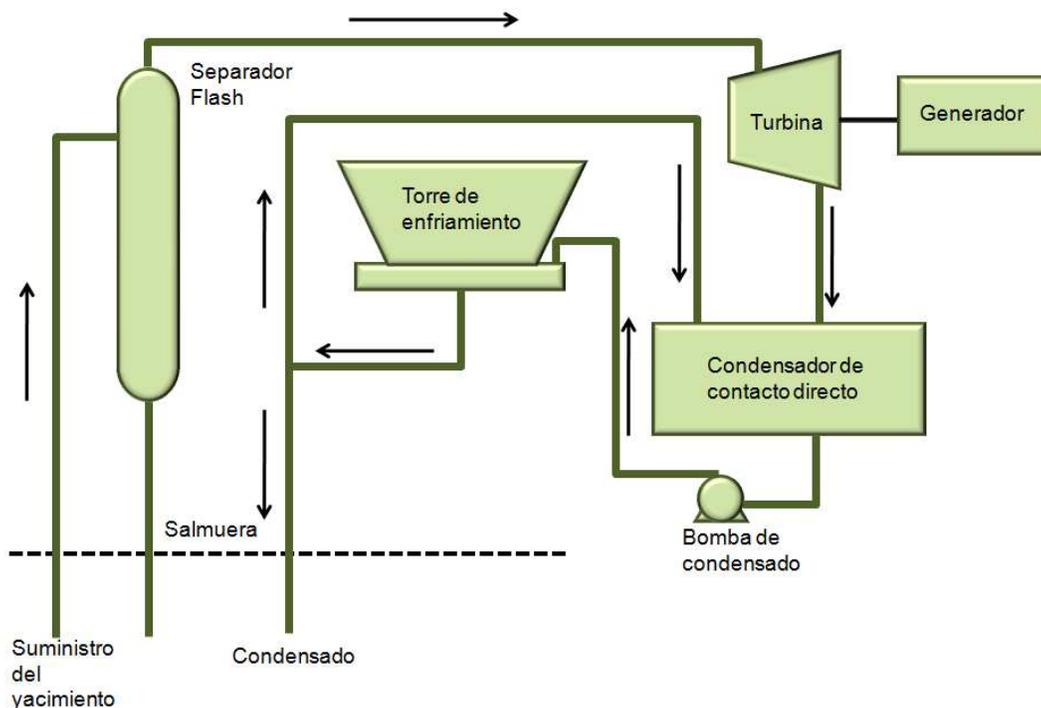


Fuente: (Hodge, 2010)

VII.1.3.1.2 Sistemas de expansión instantánea

Existen diferentes configuraciones de expansión instantánea cuya diferencia radica en el número de etapas de expansión utilizadas en el proceso. Los sistemas de expansión instantánea pueden ser simples o dobles. En los sistemas simples de expansión instantánea, se extrae salmuera caliente del subsuelo. En el pozo de producción se tienen diferentes instrumentos, como válvulas, tubería y un separador. La salmuera obtenida del yacimiento pasa por el separador, en el que se reduce la presión del fluido y una parte del líquido pasa a vapor por expansión simultánea. El vapor se expande en una turbina y el líquido resultante se reinyecta al yacimiento por un pozo diferente al que se utilizó para extraer la salmuera. La Figura VII.6 muestra un diagrama simplificado del proceso antes mencionado.

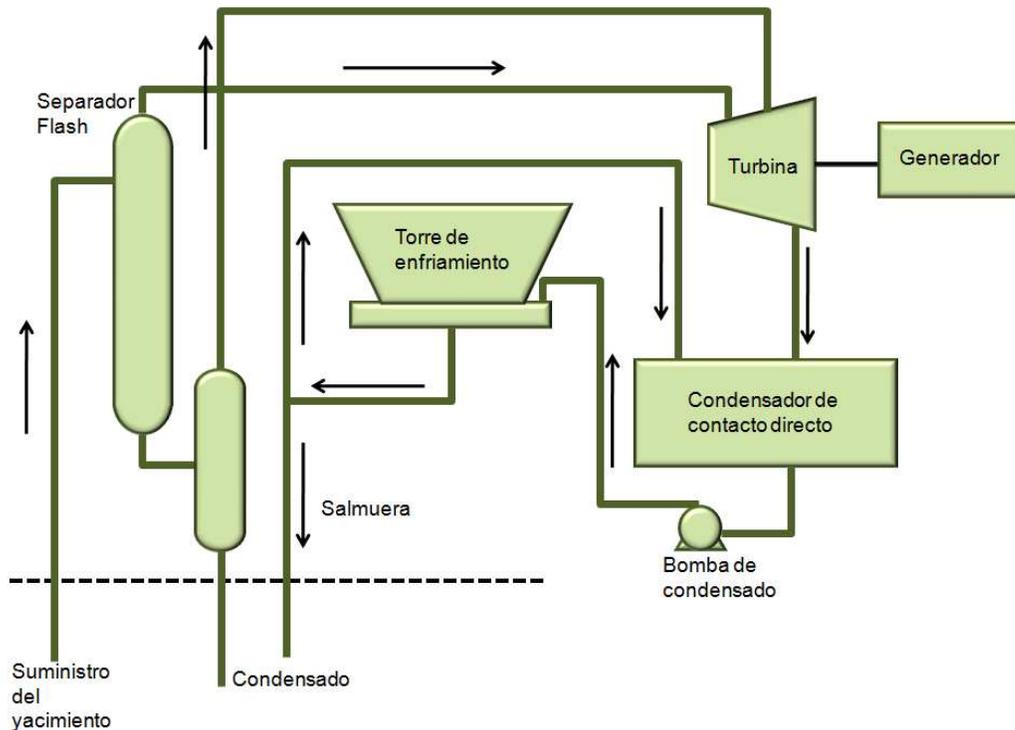
Figura VII.6 Diagrama de un sistema de aprovechamiento geotérmico de expansión simple.



Fuente: (Hodge, 2010)

El equipo de proceso utilizado en plantas geotérmicas debe de estar construido con materiales resistentes a la corrosión, ya que existen gases corrosivos como ácido sulfhídrico (H_2S). A diferencia de las centrales termoeléctricas o carboeléctricas, el vapor utilizado en plantas geotérmicas está saturado y a una presión relativamente baja. Los sistemas dobles de expansión instantánea, aprovechan más la energía contenida en la salmuera, al generar vapor adicional a partir de la expansión del líquido generado en el primer separador produciendo un 15 a 25% adicional de potencia (ver Figura VII.7).

Figura VII.7 Diagrama de un sistema de aprovechamiento geotérmico de expansión doble.

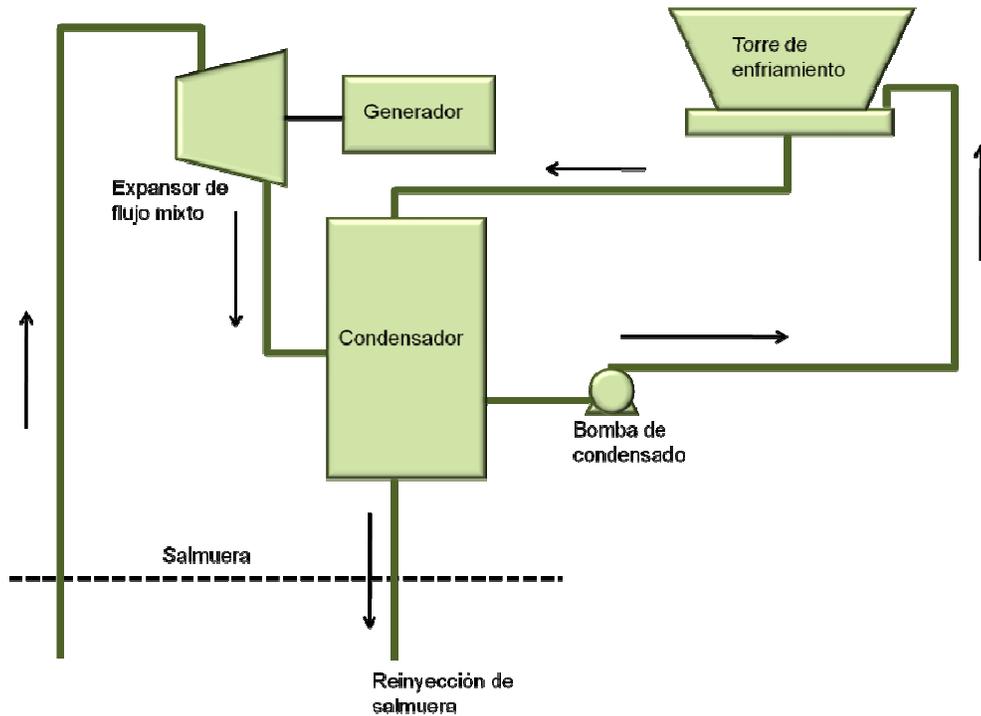


Fuente: (Hodge, 2010)

VII.1.3.1.3 Sistemas de flujo total

En los sistemas de flujo total, la turbina es reemplazada por equipos de expansión de flujo mixto permitiendo la expansión de todo el flujo a la presión del condensador. Hasta ahora se han realizados proyectos demostrativos sin que la tecnología alcance aún el grado comercial (ver Figura VII.8).

Figura VII.8 Diagrama de un sistema de aprovechamiento geotérmico de flujo total.



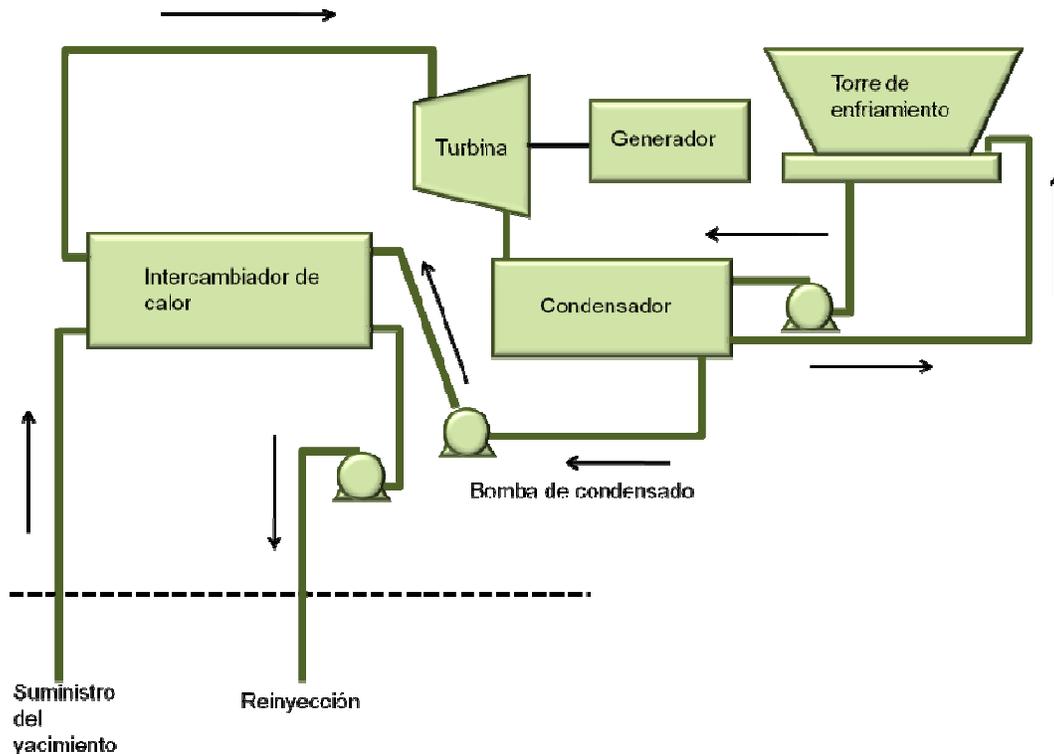
Fuente: (Hodge, 2010)

VII.1.3.1.4 Sistema binario

El sistema binario existe en algunas plantas a nivel mundial y en ellos se utiliza un fluido de trabajo que es calentado por la salmuera para posteriormente ser expandido y condensado, formando parte del ciclo cerrado de la planta. Los fluidos utilizados incluyen propano, isobutano, isopentano y solución acuosa de amoníaco.

La combinación de tecnología binaria y de expansión instantánea, se presenta como otra opción para la obtención de energía. En estos sistemas, se produce vapor a través de una expansión instantánea, y se genera electricidad al accionar una turbina de vapor. El vapor de baja presión generado se condensa en un sistema binario (ver Figura VII.9). Estos sistemas poseen una mayor eficiencia y ha operado desde 1991.

Figura VII.9 Diagrama de un sistema de aprovechamiento geotérmico binario.



Fuente: (Hodge, 2010)

VII.1.3.2 Geopresurizado

A lo largo de la línea costera que se encuentra al norte y oeste del Golfo de México, existe un recurso geológico denominado como geopresurizado. Son yacimientos llenos con sedimentos que contienen agua caliente y cuyas presiones son mayores a la presión hidrostática. Estos yacimientos se formaron a través de la deposición constante de sedimentos sobre los estratos subyacentes. Los fluidos contenidos en estos yacimientos, tienen temperaturas entre 150 y 180°C y presiones de hasta 600 bar. La salmuera de estos yacimiento contiene una gran cantidad de compuestos disueltos, haciéndola corrosiva y difícil de manejar. Estos sistemas presentan presiones de hasta 1,000 bar y se encuentran a profundidades que van de 2,000 a 9,000 m. A esa profundidad, la salmuera contiene compuestos disueltos como el metano. La dificultad de extracción y los altos costos han ocasionado que esta tecnología se encuentre únicamente a nivel piloto. El DOE realizó un proyecto piloto entre 1989 y 1990 en Pleasant Bayou, Texas, en el que probó la tecnología. El proyecto implicó la construcción de una planta de 1 MW que utilizó un ciclo binario de generación de energía eléctrica, además de que aprovechó el metano asociado para su quema y generación adicional de energía.

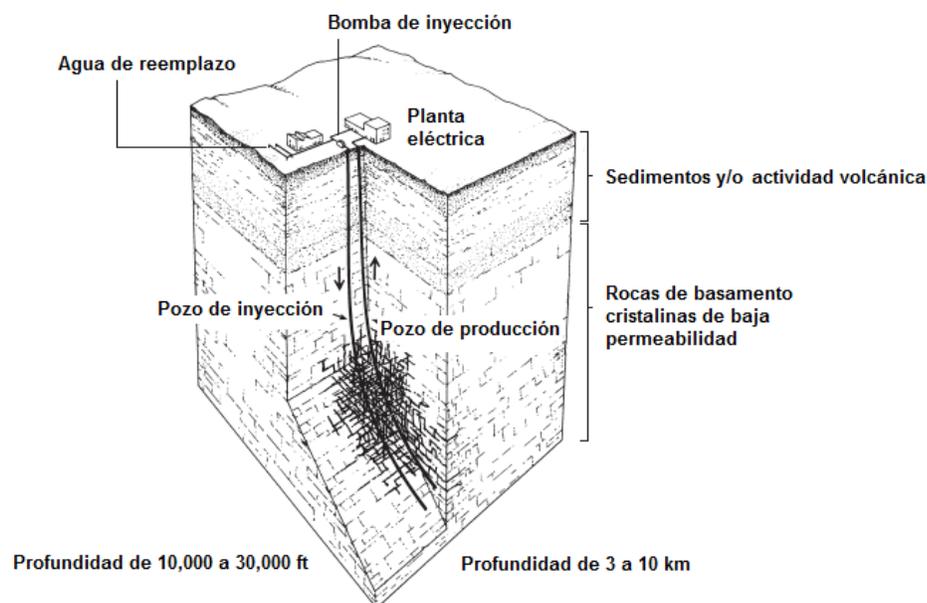
VII.1.3.3 Magma

Los depósitos de magma accesibles se encuentran debajo de zonas que presentan volcanes. La temperatura de la roca fundida llega a ser de 600°C, por lo que presenta un atractivo para ser utilizada como fuente de energía. El magma es roca fundida que posee temperaturas de hasta 650°C y se encuentra a una profundidad de 3 a 10 km debajo de volcanes. La temperatura del magma provoca la formación de bióxido de carbono, hidrógeno y metano. En la década de 1970 y 1980, el Laboratorio Nacional Sandia, realizó experimentos para la perforación de pozos a cuerpos de magma en Hawaii y California. A pesar de que los experimentos revelaron información sobre los cuerpos de magma, no se ha realizado ningún otro experimento. La tecnología posee un gran potencial teórico, pero enfrenta muchos retos técnicos por lo que se necesitarán varios años para su desarrollo.

VII.1.3.4 Sistemas Geotérmicos Mejorados

Básicamente consiste en la inyección de agua a rocas calientes y secas con temperaturas de 200°C para formar vapor que pueda accionar turbinas y generar energía eléctrica. Se ha propuesto el uso de roca seca y caliente para la generación de energía eléctrica a partir de la inyección de agua a yacimientos que las contengan y el regreso del agua a la superficie. El DOE define estos sistemas como yacimientos que han sido creados para extraer cantidades económicas de calor de reservorios de permeabilidad y/o porosidad bajas. El primer paso para la explotación de estos yacimientos, es la identificación y caracterización de los mejores sitios para ser explotados. Una vez identificado el sitio, se perforaría hasta llegar a la profundidad con la temperatura de roca adecuada, en donde se puede inyectar agua para la recuperación de calor (ver Figura VII.10).

Figura VII.10 Esquema de un sistema geotérmico mejorado.



Fuente: (Massachusetts Institute of Technology, 2006)

El Instituto Tecnológico de Massachusetts realizó un estudio en el que presentó las mejores tecnologías para los sistemas geotérmicos mejorados dependiendo de la temperatura del fluido obtenido del yacimiento. A continuación se presenta la Tabla VII.2 que resume las tecnologías.

Tabla VII.2 Tecnologías para sistemas geotérmicos mejorados.

Temperatura del fluido (°C)	Sistema de conversión de energía	Aplicación típica	Fluido de trabajo	Sistema de enfriamiento
100	Binario básico	Petróleo y gas	R – 134a	Agua (condensador evaporativo)
150	Binario con recuperador	Petróleo y gas	Isobutano	Aire
200	Binario o de expansión sencilla	Sistema Geotérmico Mejorado	Isobutano o Fluido geológico	Aire o Agua
250	Doble expansión	Sistema Geotérmico Mejorado	Fluido geológico	Agua
400	Expansión sencilla o triple expansión	Sistema Geotérmico Mejorado Supercrítico	Fluido geológico	Agua

Fuente: (Massachusetts Institute of Technology, 2006)

VII.1.4 Experiencias internacionales

VII.1.4.1 Sistemas hidrotermales

En la actualidad, los sistemas utilizados para la generación de energía eléctrica a partir de recursos geotérmicos corresponden a sistemas hidrotermales. En total, existen 504 unidades, de las cuales 61 corresponden a unidades que utilizan vapor seco, 159 a unidades de expansión simple, 69 de expansión doble, 5 de expansión triple, 162 binarias, 46 de expansión-binaria y una híbrida. A continuación (ver Tabla VII.3) se muestran algunos ejemplos de plantas geotérmicas en el mundo.

Tabla VII.3 Número de plantas instaladas a nivel mundial.

País	Vapor seco	Expansión sencilla	Expansión doble	Expansión triple	Binario	Expansión-Binario	Híbrido	Total
Estados Unidos	25	3	28	1	125	10	1	193
Filipinas	0	37	10	0	6	5	0	58
Nueva Zelanda	1	3	9	4	6	16	0	39
México	0	29	5	0	3	0	0	37
Italia	31	1	0	0	1	0	0	33
Islandia	0	14	2	0	8	0	0	24
Japón	1	16	3	0	2	0	0	22
Indonesia	3	12	0	0	0	0	0	15
China - Tíbet	0	2	10	0	1	0	0	13
Rusia	0	12	0	0	0	0	0	12
Guatemala	0	0	0	0	0	9	0	9
Kenia	0	6	0	0	1	2	0	9
El Salvador	0	5	1	0	1	0	0	7

País	Vapor seco	Expansión sencilla	Expansión doble	Expansión triple	Binario	Expansión-Binario	Híbrido	Total
Nicaragua	0	6	0	0	1	0	0	7
Papúa Nueva Guinea	0	6	0	0	0	0	0	6
Costa Rica	0	4	0	0	1	0	0	5
Portugal (San Miguel)	0	1	0	0	0	4	0	5
Turquía	0	1	0	0	1	0	0	2
Francia (Guadeloupe)	0	1	1	0	0	0	0	2
Austria	0	0	0	0	2	0	0	2
Tailandia	0	0	0	0	1	0	0	1
Alemania	0	0	0	0	1	0	0	1
Australia	0	0	0	0	1	0	0	1

Fuente: (DiPippo, 2008)

VII.1.4.1.1 Plantas geotérmicas de vapor seco Geysers

El campo de vapor Geysers se encuentra en las Montañas Mayacamas a 80 millas al norte de San Francisco, Estados Unidos. El yacimiento se encuentra en grauvaca fracturada de baja porosidad y ha sido explotado desde 1921.

En la actualidad, existen 17 plantas geotérmicas con una capacidad instalada total de 945 MW. La primera unidad instalada en el campo y en Estados Unidos, fue una unidad de 11 MW, que operó por 32 años. Del total de plantas en el campo, 15 son operadas por Calpine, y 2 por la Northern California Power Agency (ver Tabla VII.4).

Tabla VII.4 Plantas geotérmicas de Geysers.

Planta	Año	Tipo	Capacidad instalada (MW)	Número de unidades	Capacidad instalada total (MW)	Estatus actual
Unidad 1	1960	Vapor seco	11	1	11	Desmantelada
Unidad 2	1963	Vapor seco	13	1	13	Desmantelada
Unidad 3	1967	Vapor seco	27	1	27	Desmantelada
Unidad 4	1968	Vapor seco	27	1	27	Desmantelada
McCabe	1971	Vapor seco	53	2	106	Operación
Ridge Line	1972	Vapor seco	53	2	106	Operación
Fumarole	1973	Vapor seco	53	2	106	Inactivo
Eagle Rock	1975	Vapor seco	106	1	106	Operación
Cobb Creek	1979	Vapor seco	106	1	106	Operación
Big Geysers	1980	Vapor seco	78	1	78	Operación
Sulphur Springs	1980	Vapor seco	65	1	65	Operación
Unidad 15	1979	Vapor seco	59	1	59	Desmantelada
Quicksilver	1985	Vapor seco	113	1	113	Operación
Lake View	1982	Vapor seco	113	1	113	Operación
Socrates	1983	Vapor seco	113	1	113	Operación
Calistoga	1984	Vapor seco	40	2	80	Operación
Grant	1985	Vapor seco	113	1	113	Operación

Planta	Año	Tipo	Capacidad instalada (MW)	Número de unidades	Capacidad instalada total (MW)	Estatus actual
Bottlerock	1985	Vapor seco	55	1	55	Inactiva
Sonoma	1983	Vapor seco	72	1	72	Operación
NCPA 1	1983	Vapor seco	55	2	110	Operación
NCPA 2	1985-1986	Vapor seco	55	2	110	Operación
Coldwater Creek	1988	Vapor seco	65	2	130	Desmantelada
Bear Canyon	1988	Vapor seco	11	2	22	Operación
West Ford Flat	1988	Vapor seco	14.5	2	29	Operación
J.W. Aidlin	1989	Vapor seco	10	2	20	Operación

Fuente: (DiPippo, 2008)

VII.1.4.1.2 Plantas geotérmicas de vapor seco Larderello

El campo geotérmico se localiza en la región de Toscana en Italia y está formado por intrusiones magmáticas que proveen energía al sistema. En 1904, se comenzó a utilizar la energía de este reservorio para la generación de electricidad a través de un sistema indirecto que utilizaba la energía geotérmica para la generación de vapor a partir de agua pura. A finales de la década de 1960, se realizó un cambio en las plantas y los sistemas indirectos fueron sustituidos por sistemas directos de aprovechamiento del vapor. Los sistemas directos empleados varían con respecto al contenido de gases incondensables. Para sistemas en los que existe una gran cantidad de gases, el vapor que sale de la turbina es expulsado a la atmósfera, mientras que para sistemas en los que la cantidad de gases incondensables no excede el 5% en peso, se utilizan unidades de condensación de vapor. En la actualidad, se han adoptado plantas geotérmicas con capacidades fijas que puedan ser ajustadas a lo largo de su vida útil, además de que se han introducido sistemas que utilizan solventes para la remoción de mercurio (Hg) y de sulfuro de hidrógeno (H₂S).

VII.1.4.1.3 Plantas geotérmicas de Hatchobaru

El campo geotérmico se localiza en el parque nacional Aso, en Kyushu al sur de Japón, a 2 km de otro campo geotérmico (Otake) dentro de la sierra Kuju. En el sitio se encuentran diferentes fallas que proveen fluido caliente. Las unidades de generación de energía eléctrica del campo Hatchobaru están formadas por dos unidades de expansión doble de 55 MW cada una y una unidad binaria de 2 MW. La salmuera residual, se reinyecta en los yacimientos y se utiliza también para calentar agua que utilizan las comunidades locales. Las unidades de expansión doble varían ligeramente entre ellas. La unidad más antigua no

posee sistemas de remoción de humedad del vapor que entra a la turbina, además de que su torre de enfriamiento posee 4 en lugar de 5 celdas. La unidad binaria entró en operación en 2004, utilizando salmuera con una temperatura de 144°C. La mezcla líquido-vapor que se obtiene del yacimiento se separa, enviándose el vapor a un vaporizador y el líquido a un precalentador (ver Figura VII.11).

Figura VII.11 Imagen de la planta binaria Hatchobaru.



Fuente: (Mitsubishi Heavy Industries, 2010)

VII.1.4.1.4 Estación geotérmica de Miravalles

Miravalles se encuentra en la provincia de Guanacaste en la parte noroeste de Costa Rica. El campo se extiende en 24 km² y existen 6 unidades de generación con un total de 158 MW. La primera unidad (Unidad 1) entró en operación en el año de 1994 y corresponde a una planta de expansión simple de 55 MW (Unidad 2). Cuatro años más tarde, se instaló otra turbina de 55 MW para formar la unidad 2 de la estación. A finales de la década de 1990, se introdujeron tres turbinas de retro-presión con una potencia de 5MW, de las cuales solo una continúa operando. La Unidad 3 de la planta entró en operación en 2000 y es una planta de expansión sencilla de 27.5 MW. En 2004, entró en operación la Unidad 5, que consta de dos unidades binarias de 7.75 MW cada una. La Unidad 5 utiliza la salmuera residual de las Unidades 1, 2 y 3 para recuperar energía adicional. El fluido de trabajo utilizado en las dos unidades binarias es pentano y están formadas por dos precalentadores, dos evaporadores, dos recuperadores de calor y cuatro condensadores enfriados con agua. Las características de los fluidos obtenidos en este campo han requerido la inyección de compuestos inhibidores de calcita, así como de soluciones de hidróxido de sodio (NaOH) para reducir su pH (ver Figura VII.12).

Figura VII.12 Imagen de la estación geotérmica de Miravalles.



Fuente: (Industry cards, 2010)

VII.1.4.2 Sistemas geotérmicos mejorados

Existen diferentes proyectos demostrativos alrededor del mundo en los que se evaluaron o se está evaluando estos sistemas.

VII.1.4.2.1 Proyecto Fenton Hill

Este es el primero proyecto que fue realizado a nivel internacional en la caldera Valles en Nuevo México, Estados Unidos. El propósito del proyecto fue el desarrollo de métodos de extracción económica de energía a partir de sistemas de rocas de basamento cristalinas, graníticas/metamórficas de temperatura alta.

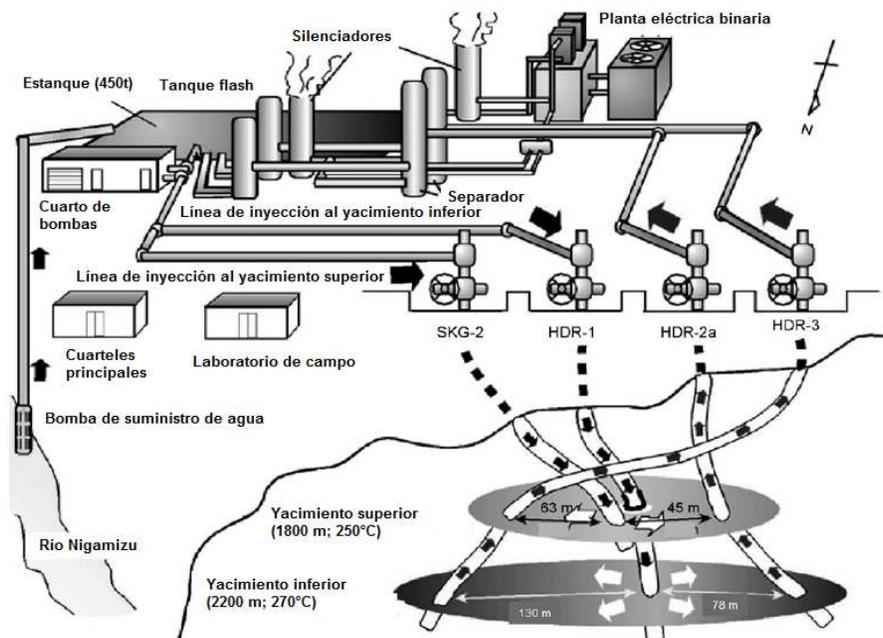
En 1974 se perforó el primer pozo en Fenton Hill (GT-2) hasta una profundidad de 2,042 m. Después de algunas pruebas a este pozo, éste se extendió a una profundidad de 2,932 m con temperaturas aproximadas en el fondo del mismo de 180°C. En 1975, al igual que el pozo GT-2, se construyó el pozo EE-I a una profundidad de 3,064 m. En 1977, se realizaron perforaciones direccionales a partir del pozo GT-2 para crear una ruta de alta permeabilidad. Primero se perforó el pozo GT-2A a 2,500 m, pero fue sellado y se volvió a perforar un nuevo pozo (GT-2B) a partir de la parte superior del pozo GT-2A. Se realizó una conexión adecuada entre los pozos GT-2B y EE-I a 2,673 m y se inyectó agua hasta 1980, generando entre 3 y 5 MW_t. En 1979, se perforaron nuevos pozos (EE-2 y EE-3) alcanzando una profundidad de 4,390 m con una temperatura en el fondo aproximada de 327°C. En 1985, el pozo EE-3 fue desviado con un nuevo pozo (EE-3A) que iba a una profundidad de 2,830 m a 4,018 m. En 1986 se comenzó a inyectar agua, recuperando el 66% del agua inyectada y a una temperatura de 192°C. Se realizó la perforación direccional del pozo EE-2 debido a una fractura a 3,200 m, creando el pozo EE-2A. Las

instalaciones para llevar a cabo los experimentos de largo plazo se completaron y en 1992, se comenzaron a realizar los experimentos. El apoyo al proyecto disminuyó y este fue concluido en el año 2000.

VII.1.4.2.2 Proyecto Hijiori

En 1989, comenzó a realizarse un proyecto demostrativo en Hijiori en la prefectura de Yamagata, Japón. El sitio escogido para realizar el proyecto fue la caldera Hijiori que posee un gradiente de temperatura alto. Al inicio del proyecto se construyeron tres pozos de producción (HDR-1, HDR-2, HDR-3) y uno de inyección (SKG-2). Los pozos fueron construidos hasta una profundidad de 1,800 m, con excepción del pozo HDR-1, cuya profundidad fue de 2,151 m. Los experimentos de inyección de agua comenzaron en 1988 a diferentes flujos, produciéndose vapor y agua de los pozos HDR-2 y HDR-3. El resultado de este experimento fue una recuperación del 30% del líquido inyectado. Posteriormente, los pozos de producción HDR-2a y HDR-3 fueron extendidos hasta una profundidad de 2,200 m. El pozo HDR-1 sirvió como pozo de inyección y se llevó a cabo la inyección de agua. En 1995 se volvió a llevar a cabo un experimento, además de la extensión de los pozos HDR-2a y HDR-3 a 2,302 m. En esta ocasión se recuperó el 50% del agua inyectada. Con el objetivo de realizar una prueba de largo plazo, se inyectó agua a los pozos a 1,800 m y 2,200 m entre los años 2000 y 2002. La temperatura del fluido producido en los pozos HDR-2a y HDR-3, fue de 163 y 172°C, respectivamente. La producción térmica total fue de 8 MW. Este proyecto mostró la ventaja de la construcción de un solo pozo para la estimulación del yacimiento, sobre la construcción de varios pozos (ver Figura VII.13).

Figura VII.13 Esquema del proyecto Hijiori.



Fuente: (Yanagisawa, 2008)

VII.1.4.2.3 Proyecto Soultz

El proyecto Soultz se localiza en Soultz-sous-forêts, Francia, y Kutzenhausen Alemania, a 70 km al norte de Estrasburgo. El sitio corresponde a un basamento granítico que está cubierto por una capa de formaciones sedimentarias. El proyecto comenzó en el año de 1987, y a partir de 2007, se comenzó a construir una planta geotérmica de ciclo binario de 1.5 MW que en la actualidad está siendo probada (ver Figura VII.14). La Tabla VII.5 resume las actividades más importantes realizadas hasta la actualidad.

Tabla VII.5 Línea del tiempo de desarrollo del proyecto Soultz.

Año	Logros
1984	Primer borrador formal del proyecto Soultz.
1987	Perforación del primer pozo (GPK1) a 2,00 m.
1990	Creación de una red de observación sísmica de los pozos utilizando pozos antiguos de petróleo y exploración detallada hasta 2250 m.
1992	Expansión de GPK1 a 3,600 m. La temperatura medida es de 160°C.
1995	Perforación del segundo pozo (GPK2) hasta 3,878 m (distancia horizontal entre pozos: 450 m).
1997	Inyección de agua (25L/s) entre GPK1 y GPK2 en un periodo de 4.5 meses.
2000	Expansión del pozo GPK2 a 5,010 m. La temperatura medida fue de 203°C. Estimulación entre 4.5 y 5 km.
2002	Perforación del pozo GPK3 a 5,000 m. Distancia entre GPK2 y GPK3: 650 m.
2003-2004	Pruebas de circulación GPK3 a GPK2. Perforación del pozo GPK4. La distancia horizontal entre GPK3 y GPK4: 700 m.
2004-2005	Estimulación del pozo GPK4. Prueba de inyección en el pozo GPK3 y pozos de producción GPK2 y GPK4. Recuperación de fluido del 30%.
2006	Mejora del desempeño hidráulico de los pozos a través de estimulación química.
2007-2008	Construcción de una planta geotérmica de ciclo binario de 1.5 MW.
2009	Inicio de la evaluación del desempeño de la planta construida.

Fuente: CMM, con datos de (Genter, 2009), (Gérard, 2006) y (Genter, 2008)

Figura VII.14 Fotografía de la planta geotérmica del proyecto Soultz.



Fuente: (Gérard, 2006)

VII.1.5 Costos

De acuerdo con el Departamento de Energía de los Estados Unidos, la mayor parte de los costos de un proyecto geotérmico corresponden a la construcción de la planta, debido al alto costo de los materiales incluyendo el acero. Otra parte muy importante en los costos, corresponde a la exploración y perforación de los pozos, que es del 42.1%. La Tabla VII.1 muestra costos típicos de una planta geotérmica de 50 MW.

Tabla VII.6 Costo de inversión para una planta geotérmica.

Etapa de la construcción	Costo (Dólares/kW instalado)	Porcentaje del total (%)
Exploración	14	0.38
Permisos	50	1.37
Recolección de vapor	250	6.85
Perforación de exploración	169	4.62

Etapa de la construcción	Costo (Dólares/kW instalado)	Porcentaje del total (%)
Perforación de producción	1,367	37.46
Construcción	1,700	46.68
Transmisión	100	2.74
Total	3,650	

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

La Comisión de Energía de California, en 2005 realizó un estudio en el que determinó el costo de la electricidad para las tecnologías hidrotermales (Energy Efficiency and Renewable Energy U.S. DOE, 2009). La Tabla VII.7 muestra los costos obtenidos.

Tabla VII.7 Costo de producción de la electricidad.

Tecnología	Sin crédito fiscal a la producción	Con crédito fiscal a la producción
Vapor seco	Dólares 0.0781	Dólares 0.0691
Doble expansión	Dólares 0.0563 - Dólares 0.0979	Dólares 0.0473 - Dólares 0.0889
Binaria	Dólares 0.049 - Dólares 0.1021	Dólares 0.040 - Dólares 0.0931

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

Otro estudio realizado para estimar los costos para la generación de energía eléctrica a partir de geotermia se muestra en la tabla Tabla VII.8.

Tabla VII.8 Costo de producción de la electricidad.

Tipo de recurso	Costo de planta instalada (Dólares ¹ /kW)	Costo de planta anualizado ² (¢/kWh)	Costos de operación y mantenimiento (¢/kWh)	Costo de perforación o de combustible anualizado (¢/kWh)	Precio total de equilibrio (¢/kWh)
Hidrotermales					
Alto grado	1,000 - 1,500	2.4 - 3.6	0.3	2 - 3	4.7 - 6.9
Bajo grado	2,000 - 2,500	5.1 - 6.3	0.4	4 - 10	9.5 - 16.7
Roca seca caliente					
Alto grado (≥ 60°C/km)	1,000 - 1,500	2.4 - 3.6	0.3	3 - 4	5.7 - 7.9
Bajo grado (~ 30°C/km)	2,000 - 2,500	5.1 - 6.3	0.4	20 - 40	25.5 - 46.7

Fuente: (Massachusetts Institute of Technology, 2006)

Asimismo, la Agencia Internacional de la Energía (IEA) (International Energy Agency IEA, 2008) realizó un estudio en el que se presentó los costos típicos de plantas en Estados Unidos, así como la proyección al año 2050. Las plantas en los Estados Unidos, reportan costos de operación de 0.015 dólares/kWh a 0.025 dólares/kWh en el campo Geysers, o 0.02 dólares/kWh a 0.05 dólares/kWh para sistemas de expansión y sistemas binarios, sin tomar en cuenta los costos de inversión. Las nuevas plantas pueden proveer energía con un costo de dólares/kWh 0.05 a 0.08 dólares/kWh. Se reportan costos similares en Europa donde los costos de generación son de 0.06 dólares/kWh a 0.11 por dólares/kWh para plantas geotérmicas tradicionales. La Tabla VII.9 presenta los costos de diferentes sistemas geotérmicos para los años de 2005, 2030 y 2050.

¹ Dólares de 2003.

² El costo anual está basado en una tasa de fija de recargo de 17%, un factor de capacidad de 80% para una planta de 50 MW.

Tabla VII.9 Proyección de costos para plantas geotérmicas.

	Costo de inversión			Costo de producción		
	2005 (Dólares/kW)	2030 (Dólares/kW)	2050 (Dólares/kW)	2005 (Dólares/kW)	2030 (Dólares/kW)	2050 (Dólares/kW)
Hidrotermal	1,700 - 5,700	1,500 - 5,000	1,400 - 4,900	33 - 97	30 - 87	29 - 84
Sistema Geotérmico Mejorado	5,000 - 15,000	4,000 - 10,000	3,000 - 7,500	150 - 300	80 - 200	60 - 150

Fuente: (International Energy Agency IEA, 2008)

VII.1.6 Potencial de la energía geotérmica en México

La situación geográfica y geológica de México permite la explotación y aprovechamiento de la energía geotérmica. México cuenta en la actualidad con cuatro campos térmicos que están siendo explotados y cuenta con una capacidad instalada de 958 MW. El Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) ha trabajado en la estimación del potencial geotérmico del país y en su informe "Estimación del Recurso y Prospectiva Tecnológica de la Geotermia en México" de 2005, hace una revisión de los estudios realizados hasta esa fecha. A continuación se presenta dichos estudios.

VII.1.6.1 Sistemas de baja y mediana temperatura

El IIE realizó un estudio (Iglesias, 2003) en el que se determinó el potencial de recursos geotérmicos de baja y media temperatura (60 – 180°C). Se tomaron en cuenta 297 localidades geotérmicas del país y se evaluó la reserva y recursos geotérmicos de México (ver Figura VII.2). El estudio concluyó que las reservas geotérmicas se encuentran entre 7.7×10^{16} y 8.6×10^{16} kJ con un 90% de confianza, mientras que los recursos geotérmicos de 3.08×10^{17} a 3.45×10^{17} kJ. La Tabla VII.11 presenta para cada estado los recursos y las reservas de los sitios seleccionados. Cabe mencionar que en el estudio se define como reservas geotérmicas a la energía identificada que puede ser extraída legalmente en el presente, a un costo competitivo con el de otras fuentes de energía y recurso geotérmico como la fracción del recurso accesible que podría ser extraída económica y legalmente en un futuro razonablemente cercano.

VII.1.6.2 Sistemas de alta temperatura

Se han realizado diferentes estudios que han estimado el potencial de recursos geotérmicos hidrotermales de alta temperatura. La Tabla VII.10 muestra el potencial estimado en un estudio realizado en 1976 (Mercado, 1976) y posteriormente modificado en 1982 (Mercado, 1982). En este estudio, además de la estimación del potencial en Baja

California, Jalisco y Michoacán, se consideró que en el centro y sur del país existían 100 sitios explotables con un promedio de 85 MW cada uno. En 1985, se realizó un estudio en el que se reportó que las reservas probadas son de 1,340 MW_e, mientras que las probables y las posibles son de 4,600 y 6,000 MW_e respectivamente.

Tabla VII.10 Potencial geotérmico de sistemas hidrotermales de alta temperatura.

Localidad	Capacidad (MW _e)
Cerro Prieto, BC	2,610
Tulichek, BC	147
La Primavera, Jal.	93
La Soledad, Jal.	86
San Marcos, Jal.	218
Acatlán, Jal.	125
Los Pozos, Jal.	111
La Vega, Jal.	26
Agua Caliente, Jal.	34
Villa Corona, Jal.	18
San Isidro, Jal.	59
Mazatepec, Jal.	16
Cosalá, Jal.	37
Jojotepec, Jal.	53
Colimilla, Jal.	25
Cacaluta, Jal.	344
Los Camacho, Jal.	28
Los Azufres, Mich.	600
100 zonas con 85 MW _e cada una	8,500
Total	13,110

Fuente: (Iglesias, 2005)

Figura VII.15 Distribución geográfica de las manifestaciones geotérmicas.



Fuente: (García, 2009)

Tabla VII.11 Potencial geotérmico de sistemas hidrotermales de baja y mediana temperatura.

Estado	Número de manifestaciones en el estado	Número de manifestaciones en la estimación de reservas	Porcentaje de manifestaciones incluidas en la estimación de reservas	Número de localidades incluidas en las reservas	Energía térmica (kJ) intervalo de 90% de confianza		Reservas (kJ) intervalo de 90% de confianza	
Jalisco	391	66	16.9	41	49.6 x10 ¹⁵	68.3 x10 ¹⁵	12.4 x10 ¹⁵	17.1 x10 ¹⁵
Querétaro	238	112	47.1	28	76.2 x10 ¹⁵	132 x10 ¹⁵	19 x10 ¹⁵	33.1 x10 ¹⁵
Guanajuato	172	75	43.6	47	43.2 x10 ¹⁵	54.1 x10 ¹⁵	10.8 x10 ¹⁵	13.5 x10 ¹⁵
Sonora	77	9	11.7	8	4.84 x10 ¹⁵	9.80 x10 ¹⁵	1.21 x10 ¹⁵	2.45 x10 ¹⁵
Hidalgo	76	43	56.6	28	34.8 x10 ¹⁵	47.8 x10 ¹⁵	8.69 x10 ¹⁵	11.9 x10 ¹⁵
Michoacán	71	27	38.0	24	22.9 x10 ¹⁵	33.8 x10 ¹⁵	5.72 x10 ¹⁵	8.45 x10 ¹⁵
Aguascalientes	64	58	81.3	14	27.3 x10 ¹⁵	48.2 x10 ¹⁵	6.83 x10 ¹⁵	12.1 x10 ¹⁵
Nayarit	56	19	33.9	13	14.8 x10 ¹⁵	23.7 x10 ¹⁵	3.70 x10 ¹⁵	5.92 x10 ¹⁵
Durango	55	5	9.1	5	2.59 x10 ¹⁵	5.60 x10 ¹⁵	0.648 x10 ¹⁵	1.40 x10 ¹⁵
Chihuahua	53	13	24.5	11	8.69 x10 ¹⁵	13.3 x10 ¹⁵	2.17 x10 ¹⁵	3.34 x10 ¹⁵
Zacatecas	44	12	27.3	11	9.03 x10 ¹⁵	16.2 x10 ¹⁵	2.26 x10 ¹⁵	4.05 x10 ¹⁵
San Luis Potosí	20	7	35.0	6	5.00 x10 ¹⁵	10.2 x10 ¹⁵	1.25 x10 ¹⁵	2.55 x10 ¹⁵
Puebla	17	7	41.2	6	3.68 x10 ¹⁵	6.69 x10 ¹⁵	0.92 x10 ¹⁵	1.67 x10 ¹⁵

Estado	Número de manifestaciones en el estado	Número de manifestaciones en la estimación de reservas	Porcentaje de manifestaciones incluidas en la estimación de reservas	Número de localidades incluidas en las reservas	Energía térmica (kJ) intervalo de 90% de confianza		Reservas (kJ) intervalo de 90% de confianza	
Chiapas	14	3	21.4	3	1.83×10^{15}	4.18×10^{15}	0.457×10^{15}	1.04×10^{15}
Oaxaca	12	5	41.7	4	2.27×10^{15}	4.83×10^{15}	0.567×10^{15}	1.21×10^{15}
Guerrero	10	1	10.0	1	0.240×10^{15}	1.52×10^{15}	0.06×10^{15}	0.38×10^{15}
Veracruz	10	2	20.0	121	1.10×10^{15}	3.20×10^{15}	0.274×10^{15}	0.8×10^{15}
Edo. de México	6	5	83.3	3	2.12×10^{15}	4.91×10^{15}	0.530×10^{15}	1.23×10^{15}
Colima	3	1	33.3	1	0.241×10^{15}	1.45×10^{15}	0.06×10^{15}	0.363×10^{15}
Morelos	2	1	50.0	1	0.260×10^{15}	1.28×10^{15}	0.065×10^{15}	0.32×10^{15}
Total	1310	382		276				

Fuente: (Iglesias, 2005)

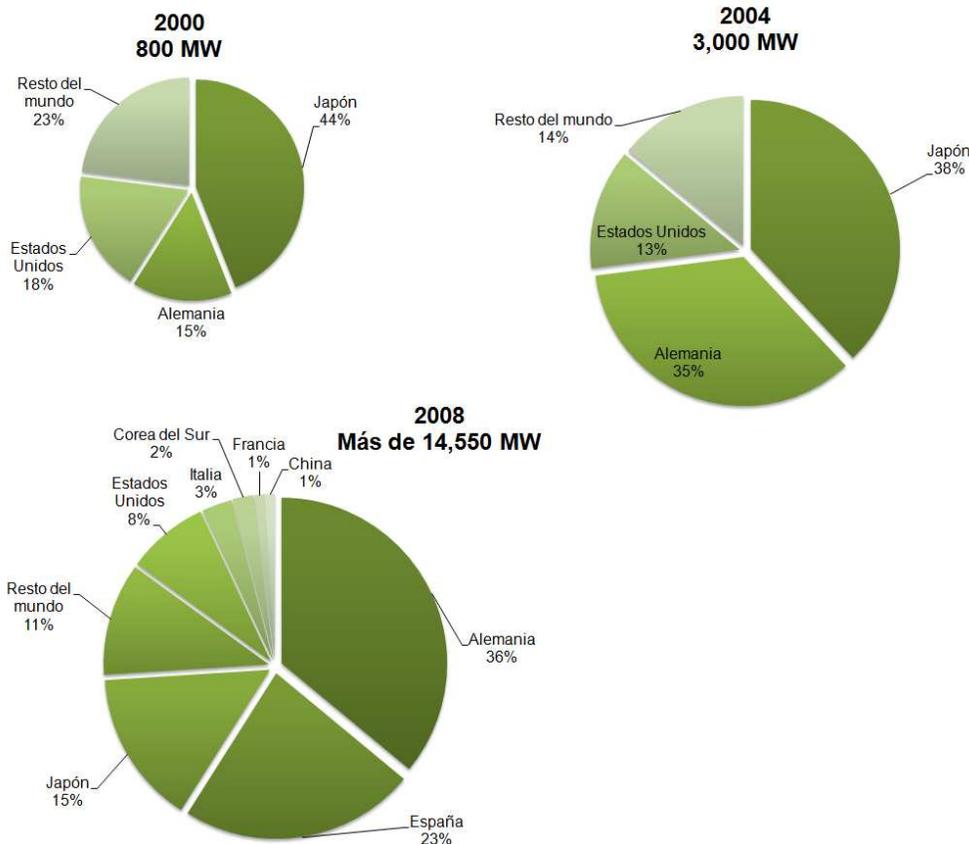
VII.2 Energía solar

La incidencia de la radiación solar en la tierra, genera diferentes fenómenos que son la fuente para diferentes formas de energía renovable (biomasa, eólica, oceánica y térmica). En el presente apartado se realizará una revisión de las tecnologías existentes para la captura y utilización directa de la radiación solar.

VII.2.1 Situación actual

De acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía (International Energy Agency IEA, 2010c), el mercado fotovoltaico ha experimentado un crecimiento promedio anual del 40% y la capacidad instalada ha crecido de 0.1 GW en 1992 a 14.5 GW en 2008. Los cuatro países con mayor capacidad instalada son Alemania con 5.3 GW, España con 3.4 GW, Japón con 2.1 GW y Estados Unidos con 1.2 GW. Otros países productores de energía solar fotovoltaica son Australia, China, Francia, Grecia, India, Italia, Corea del Sur y Portugal (ver Figura VII.16).

Figura VII.16 Capacidad instalada por país de tecnología fotovoltaica para los años 2000, 2004 y 2008.



Fuente: (International Energy Agency IEA, 2010c)

Para el caso de la energía solar generada a partir de sistemas de concentración térmica, la capacidad instalada en el mundo hasta finales de 2008, fue de 482 MW (Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt, 2009). Los principales países que en los últimos años han adoptado la tecnología son Estados Unidos, España y Australia, con una capacidad instalada de 419 MW, 63 MW y 0.36 MW, respectivamente (ver Figura VII.17).

Figura VII.17 Capacidad instalada de sistemas de concentración solar térmica.



Fuente: (Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt, 2009)

VII.2.2 Tecnologías de aprovechamiento de la energía solar

Las tecnologías para la captura y aprovechamiento directo de la energía solar principalmente son:

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

La energía solar pasiva está relacionada con edificaciones que capturan la luz y el calor del sol. La captación de energía en forma pasiva, se logra a través de métodos de diseño y edificación, incluyendo la orientación de la edificación y la incorporación de rasgos arquitectónicos que logren mejorar la captación de energía. Algunos ejemplos de estos rasgos son la selección del sitio de construcción, colocación de ductos y válvulas en sitios en los que se capture el calor, aislamientos y losas de almacenamiento de calor, entre otros. Cabe destacar que ni el calor ni la luz son convertidos en otra forma de energía, sino que se recolectan.

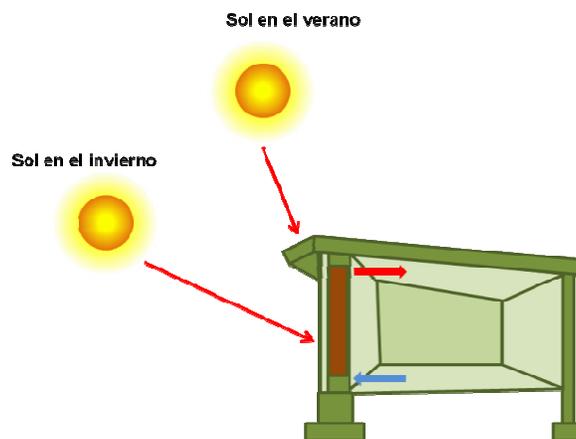
La energía solar activa consiste en el aprovechamiento de la energía del Sol a través de su almacenamiento o conversión para diferentes aplicaciones, que incluyen el calentamiento de agua para el sector residencial e industrial, así como de la generación de energía eléctrica de manera directa o indirecta. La energía puede ser aprovechada a través de sistemas térmicos o fotovoltaicos. Las aplicaciones térmicas utilizan la energía solar para calentar algún fluido, mientras que las aplicaciones fotovoltaicas capturan la energía de la luz para generar una corriente eléctrica.

VII.2.2.1 Sistemas de recolección de energía térmica

Una gran parte de la energía que se consume en el mundo, se utiliza para el calentamiento y enfriamiento de construcciones. La maximización de la eficiencia energética, a través del aprovechamiento de la radiación solar en los sectores comercial y residencial, se puede lograr utilizando sistemas pasivos y activos. Estos sistemas requieren del diseño de edificaciones que mejoren la captación de la radiación solar, así como del almacenamiento de la energía.

Sistemas pasivos. Estos sistemas buscan utilizar la estructura de las edificaciones para capturar la energía y luz solar. Algunos materiales con una gran capacidad para capturar y almacenar energía incluyen piedra, cemento o concreto y adobe. Estos materiales pueden ser utilizados durante el día para transferir su energía al aire o agua de manera que pueda controlarse las condiciones dentro del edificio. La ubicación de las edificaciones es otro factor importante que en el sector residencial se puede utilizar para ventilar e iluminar de manera natural las construcciones. Una opción utilizada en algunos sitios, incluye el uso de muros de Trombe hechos con adobe, que son colocados en la parte sur de edificios. Estas paredes se recubren con pintura negra, además de que se coloca una capa de vidrio en la parte externa dejando un espacio de aire entre la pared y el vidrio. La parte interna suele ser cubierta con materiales aislantes y se utiliza un techo voladizo para reducir la ganancia de calor solar (ver Figura VII.18). Otra alternativa para el aprovechamiento pasivo de la energía incluye el uso de invernaderos en la parte sur de edificaciones para calentar pisos que estén hechos con ladrillo o roca.

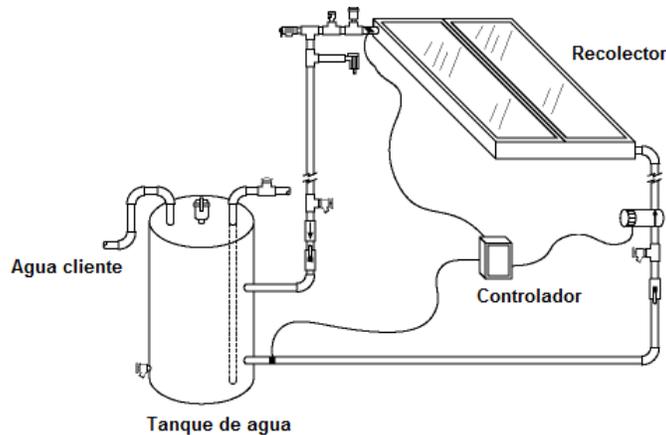
Figura VII.18 Pared de Trombe y techo voladizo.



Fuente: CMM a partir de (U.S. Environmental Protection Agency EPA, 2010)

Sistemas activos. Este sistema de aprovechamiento de energía es utilizado comúnmente para calentar agua, calentamiento y enfriamiento de edificios comerciales y residenciales. La radiación solar que llega a estos sistemas, se recolecta y utiliza para calentar un fluido de trabajo. Este fluido de trabajo que puede ser aprovechado en ese momento o almacenado para uso posterior. Un diseño común utilizado para el calentamiento de agua, consiste en un recolector de placa plana que está formado por una placa metálica con canales por los que circula agua o una mezcla de propilenglicol – agua (ver Figura VII.19). El fluido caliente que sale del recolector, pasa por una espiral que se encuentra dentro de un tanque con agua fría. El material utilizado para construir las placas es óxido de cromo negro. Los recolectores poseen en la parte frontal, una capa de vidrio templado que se encuentra a 1 cm de la placa. Los sistemas recolectores, pueden ser utilizados también para el calentamiento o enfriamiento de espacios. Para el caso de calentamiento, el fluido de trabajo puede ser agua o aire. El aire puede ser utilizado directamente, mientras que se utilizan radiadores para el agua. El enfriamiento de espacios se logra a través de un ciclo de absorción y refrigeración por compresión de vapor. El fluido utilizado es bromuro de litio. En estos ciclos, la energía solar es utilizada para calentar agua y evaporarla de una solución acuosa de bromuro de litio. El calor es expulsado del sistema al condensar el agua que se evaporó en el paso anterior, mientras que el enfriamiento se da en la sección de evaporación a condiciones de vacío. Finalmente, la solución concentrada de bromuro de litio vuelve a tomar el vapor de agua.

Figura VII.19 Sistema recolector de placa plana para el calentamiento de agua.



Fuente: (Missouri Department of Natural Resources, 2010)

VII.2.2.2 Sistemas de concentración térmica solar

Dentro de las tecnologías que se han utilizado para la generación de electricidad, se encuentran las tecnologías de concentración solar, que se basan en el uso de espejos o materiales que enfocan la luz del sol incrementando su intensidad. Existen diversos sistemas de concentración solar de gran escala que han sido utilizados y en los siguientes

apartados se presenta una descripción de los mismos. Si bien, algunas de las tecnologías se encuentran en desarrollo debido a su gran potencial, tecnologías como los sistemas de espejos cilindro – parabólicos han sido utilizados desde la década de 1980. En los siguientes apartados, se describirán las tecnologías que han sido empleadas. La Tabla VII.12 resume las principales características de las mismas.

Tabla VII.12 Principales características de los sistemas de concentración térmica solar.

Tecnología	Razón de concentración	Requerimiento de rastreo	Temperaturas de operación (°C)	Eficiencia solar	Eficiencia del ciclo térmico	Tamaño de las unidades	Estatus
Torres solares	500 – 1,000	Helióstatos de dos ejes	400 – 600	12 – 18%	30 – 40% (Turbina de vapor)	30 – 200 MW	Demostración y prueba a una escala de 10 MW
Espejos cilindro-parabólicos	10 – 100	Reflector de un eje	100 – 400	8 – 12%	30 – 40% (Turbina de vapor)	30 – 100 MW	Operación de 20 años en California
Fresnel	25 – 100	Reflector de un eje	Hasta 450°C	9 – 11%	30 – 40% (Turbina de vapor)	25 – 100 MW	Se han construido prototipos en Australia, Bélgica y en la Plataforma Solar de Almería en España
Sistemas disco/máquina	600 – 3,000	Dos ejes	600 – 1,500	15 – 30%	45 – 55% (Ciclo Combinado) 30 – 40% (Stirling) 20 – 30% (Turbina de gas)	5 – 50 kW	Prototipos de 25 kW

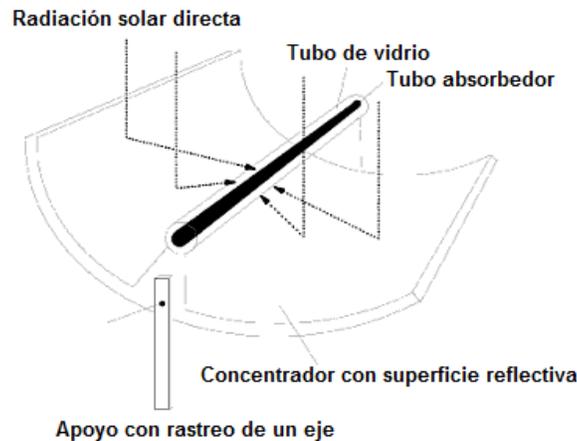
Fuente: CMM con datos de (Letcher, 2008) y (Tester, 2005)

VII.2.2.2.1 Sistemas de espejos cilindro – parabólicos

Los sistemas lineales de concentración corresponden a uno de los mecanismos utilizados para concentrar la energía del Sol. Los sistemas lineales se pueden clasificar en sistemas

de espejos cilindro – parabólicos y sistemas lineales Fresnel. Los sistemas de espejos cilindro – parabólicos, han sido utilizados en los Estados Unidos desde la década de 1980 y consisten en reflectores en forma de parábola que concentran la energía solar en un tubo receptor que se localiza a lo largo de la línea focal de cada uno (ver Figura VII.20). Los reflectores de las plantas que existen en la actualidad, consisten en segmentos unidos de espejos con forma parabólica. Los reflectores poseen un sistema de orientación de un solo eje, y pueden estar orientados de este a oeste, rastreando el sol de norte a sur; o de norte a sur, rastreándolo de este a oeste.

Figura VII.20 Esquema de espejo cilindro –parabólico.

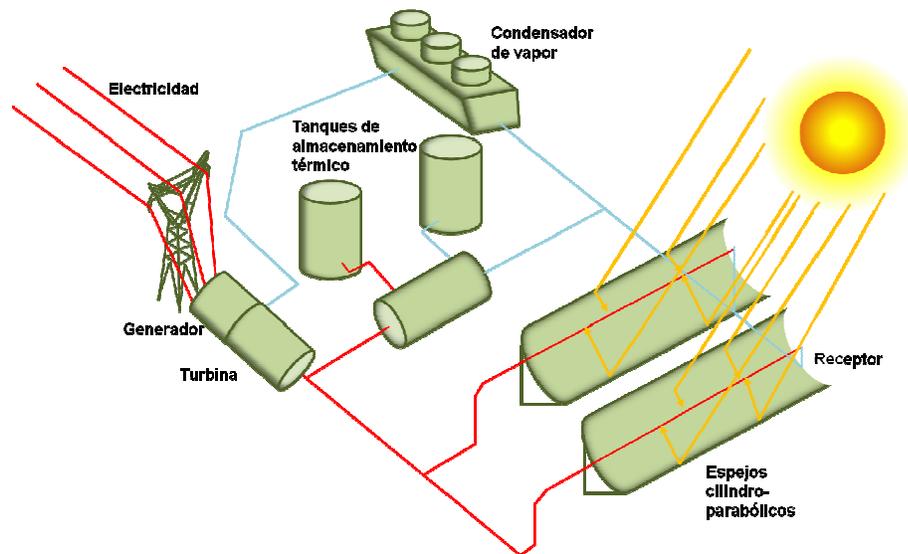


Fuente: (Kaltschmitt, 2010)

El tubo que absorbe la energía solar, está construido de acero inoxidable y cubierto por otro tubo de vidrio. Los dos tubos están separados por un vacío, para reducir las pérdidas de energía en el tubo. El tubo contiene un fluido que absorbe la energía. Se han utilizado aceites térmicos para este fin, pero se está considerando el uso de sales fundidas, debido a su mayor capacidad térmica. Éste fluido circula a través del campo solar para posteriormente generar vapor (ver Figura VII.21). En estos sistemas, la temperatura que alcanza el fluido absorbedor, puede ser de 100 a 400°C. En la actualidad, el sistema con mayor capacidad, genera 30 MW de electricidad. El uso de nuevos sistemas mejorados plantea la posibilidad de expandir la capacidad de producción de electricidad hasta 250 MW. La eficiencia de conversión de energía solar a eléctrica que alcanzan estos sistemas llega a ser del 12%.

En un campo solar, las unidades de reflectores, pueden ser acomodadas en arreglos en serie o en paralelo. Un arreglo en paralelo, incrementa la cantidad de energía que se provee al sistema de potencia, mientras que uno en serie, incrementa la temperatura del fluido. Las plantas que utilizan espejos cilindro – parabólicos, pueden incorporar un sistema de almacenamiento térmico para que las mismas funcionen en periodos en los que no hay luz solar. Asimismo ser híbridas utilizando combustibles fósiles como gas natural. Se ha planteado, el uso de esta tecnología en conjunto con ciclos combinados de gas natural para sobrecalentar el vapor generado por la unidad solar, así como con plantas eléctricas convencionales.

Figura VII.21 Esquema del sistema de espejos cilindro – parabólico.

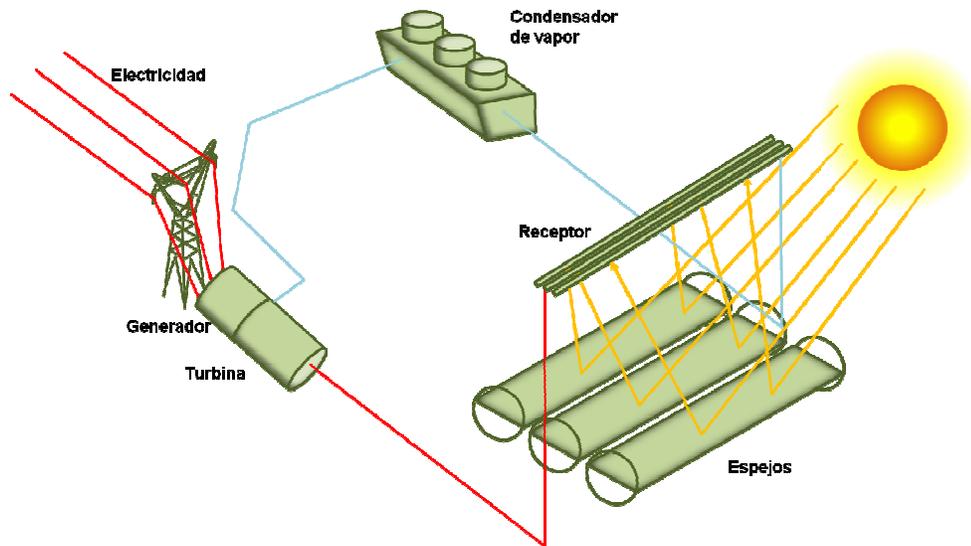


Fuente: (Energy Efficiency and Renewable Energy U.S. DOE, 2010b)

VII.2.2.2 Sistema lineal Fresnel

En este tipo de sistema lineal, se utilizan espejos planos o ligeramente curvados montados que reflejan la luz solar a un punto común que consiste en tubos que se encuentran encima de ellos (ver Figura VII.22). La concentración en estos sistemas es menor que en los de espejos cilindro – parabólicos, y es por ello que se alterna la posición de los reflectores además de que poseen sistemas de control que los rotan. En la actualidad la tecnología ha sido probada en Australia, España y Alemania.

Figura VII.22 Esquema del sistema lineal Fresnel.

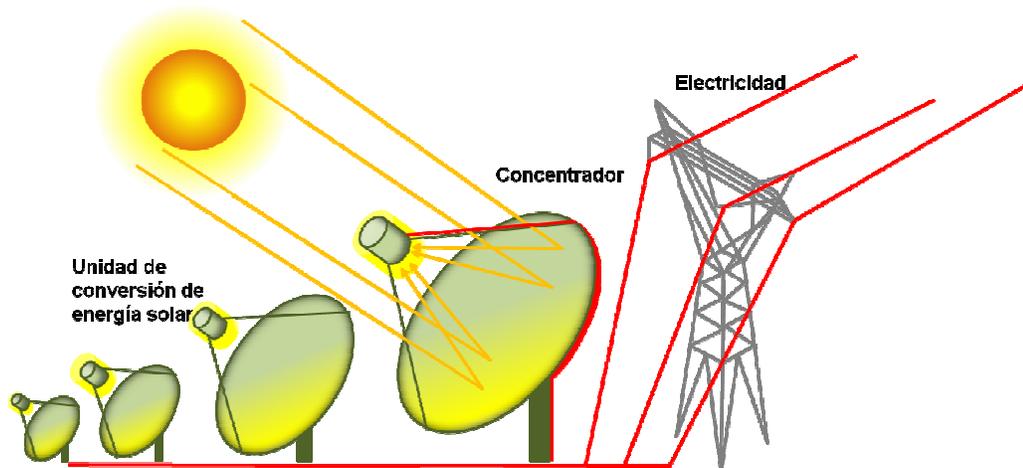


Fuente: (Energy Efficiency and Renewable Energy U.S. DOE, 2010b)

VII.2.2.2.3 Sistemas disco/máquina

Los sistemas disco/máquina producen una cantidad pequeña de energía eléctrica (3 a 25 kW) en comparación con los otros sistemas de concentración de energía solar. Estos sistemas están formados por un disco parabólico que refleja la luz solar a un receptor. El receptor transforma la radiación solar en energía térmica que a su vez se transfiere a un motor acoplado a un generador eléctrico (ver Figura VII.23). Los recolectores están montados en un sistema de dos ejes de rastreo del Sol.

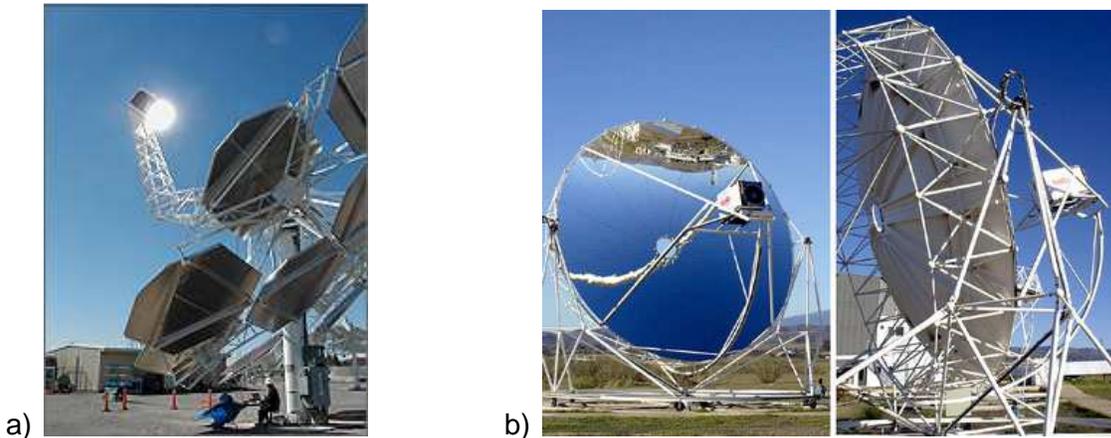
Figura VII.23 Esquema del sistema disco/máquina.



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

Los recolectores, son espejos cóncavos de forma parabólica que pueden estar contruidos a partir de varias unidades individuales, o a partir de una sola unidad. Para el primer caso, se tienen varios espejos o superficies cubiertas por materiales reflejantes, que están montados sobre una estructura. Para el segundo caso, la superficie completa del concentrador tiene una forma parabólica (ver Figura VII.24).

Figura VII.24 a) Recolectores de varias unidades, b) Recolectores de una sola unidad.



Fuente: (Energy Efficiency and Renewable Energy U.S. DOE, 2010b) y (Plataforma Solar Almería, 2010)

Los mecanismos de rastreo del Sol, están hechos para asegurar que la radiación solar sea paralela al eje óptico del concentrador. Existen dos tipos de sistemas de rastreo que varían de acuerdo con el eje de referencia que utilizan para moverse. Para el primero, el concentrador se mueve de manera paralela a la superficie de la Tierra en un eje y verticalmente a la misma superficie en un segundo eje. Para el otro, uno de los ejes es paralelo al eje de rotación de la Tierra, mientras que el otro es vertical al mismo. Los receptores térmicos pueden estar constituidos por un banco de tubos que contienen hidrógeno o helio siendo el fluido de trabajo de un motor, o por tubos que transfieren energía al motor. El tipo de motor más utilizado es el motor Stirling, que utiliza el calentamiento de un gas de trabajo para producir potencia mecánica.

La temperatura que se alcanza con los sistemas de disco/máquina, va de 600 a 1,500°C. Cabe destacar que la eficiencia de los sistemas disco/máquina es mayor debido a que la razón de concentración es mayor. La eficiencia de conversión de sistemas que han sido probados, indica que la eficiencia de estas plantas puede llegar a ser hasta del 30%, por lo que se han realizado experimentos para remover de manera más eficiente la energía térmica del absorbedor. Estos sistemas se encuentran en desarrollo y existen prototipos como en la Plataforma Solar de Almería en España. La Tabla VII.13 contiene información sobre las pruebas que se han realizado con sistemas disco/máquina.

Tabla VII.13 Características de algunos proyectos de investigación en sistemas disco/máquina.

	McDonnell Douglas Aerospace Corporation (MDAC)	SES/Boeing	Science Application International Corporation (SAIC)/Stirling Thermal Motors (STM)	WGA ADDS	Schlaich Bergermann und Partner (SBP)	Euro DISH
Año de operación	1984 – 1988	Desde 1998	Desde 1994	Desde 1999	1990 – 2000	Desde 2000
Capacidad neta (kW)	25	25	22	9	9	10
Eficiencia (%)	29 – 30	27	20	22	18 – 21	22
Número	6	3	5	2	9	7
Horas de operación	12,000	25,000	6,400	5,000	40,000	10,000
Disponibilidad (%)	40 – 84	94			50 – 90	80 – 95
Estatus	Terminado	Corrida de prueba	Corrida de prueba	Corrida de prueba	Terminado	Corrida de prueba
Concentrador						
Diámetro (m)	10.57	10.57	12.25	7.5	7.5 – 8.5	8.5
Diseño	Unidades de espejos de vidrio	Unidades de espejos de vidrio	Unidades de espejos de vidrio	Unidades de espejos de vidrio	Una sola unidad	Unidades de espejos de vidrio
Número de espejos	82	82	16	24	1	12
Tamaño de espejos (cm)	91x122	91x122	Diámetro de 300		Diámetro de 750 – 850	
Soporte de espejo / Reflector	Vidrio/Plata	Vidrio/Plata	Vidrio/Plata	Vidrio/Plata	Vidrio/Plata	Vidrio/Plata
Reflectividad (%)	91	> 90	> 90	94	94	94
Factor de concentración	2,800	2,800			3,000	2,500
Horas de operación	175,000	30,000	18,000	54,000	100,000	10,000
Eficiencia (%)	88.1		90 (diseño)		88	88

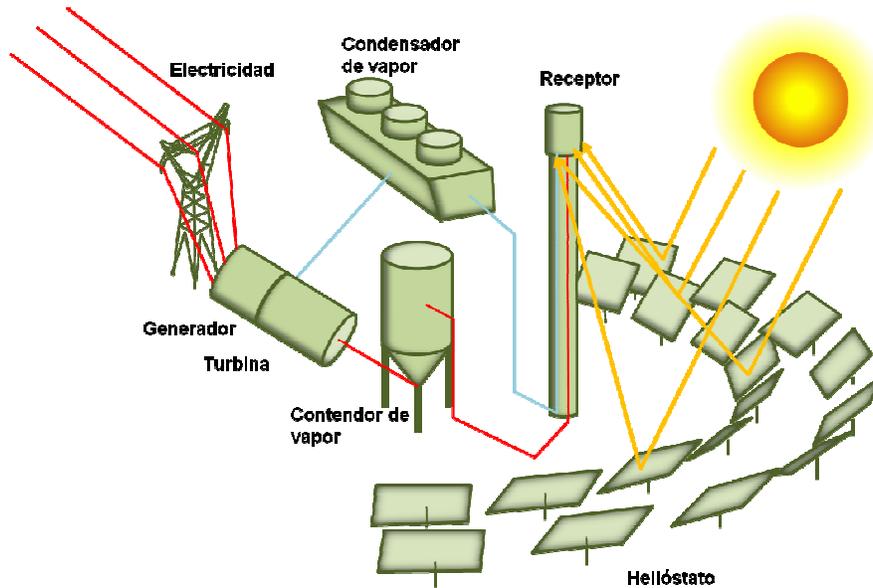
	McDonnell Douglas Aerospace Corporation (MDAC)	SES/Boeing	Science Application International Corporation (SAIC)/Stirling Thermal Motors (STM)	WGA ADDS	Schlaich Bergermann und Partner (SBP)	Euro DISH
Máquina						
Productor	USAB	USAB/SES	STM Corp.	SOLO	SOLO	SOLO
Capacidad en kW	25	25	22	10	9	10
Gas de trabajo	H ₂	H ₂	H ₂	H ₂	He	He o H ₂
Presión (MPa)	20	20	12	15	15	15
Temperatura del gas (°C)	720	720	720	650	650	650
Horas de operación	8,000	35,000		80,000	350,000	100,000
Eficiencia (%)	38.5		33.2	33	30 – 32	30 – 33
Receptor						
Tipo	Tubo	Tubo	Tubo	Tubo	Tubo	Tubo
Diámetro de la apertura (cm)	20	20	22	15	25 – 15	15
Temperatura del tubo (°C)	810	810	800	850	850	850
Eficiencia (%)	90			90	90	90

Fuente: (Kaltschmitt, 2010)

VII.2.2.2.4 Torres solares

Las torres solares también son conocidas como sistemas de receptor central, están siendo utilizados en la actualidad. Estos sistemas están compuestos por espejos con rastreo de dos ejes conocidos como helióstatos que enfocan la luz solar en un receptor que se encuentra en la parte superior de una torre. El receptor convierte la energía solar en energía térmica produciéndose vapor que acciona turbinas para generar energía eléctrica (ver Figura VII.25). El receptor posee un fluido que se calienta y es almacenado temporalmente a temperaturas entre 500 y 600°C. Las plantas que utilizan estos sistemas pueden producir hasta 200 MW de electricidad. La eficiencia de conversión de estas plantas es alta, por lo que representan una alternativa para la generación de energía eléctrica en el futuro.

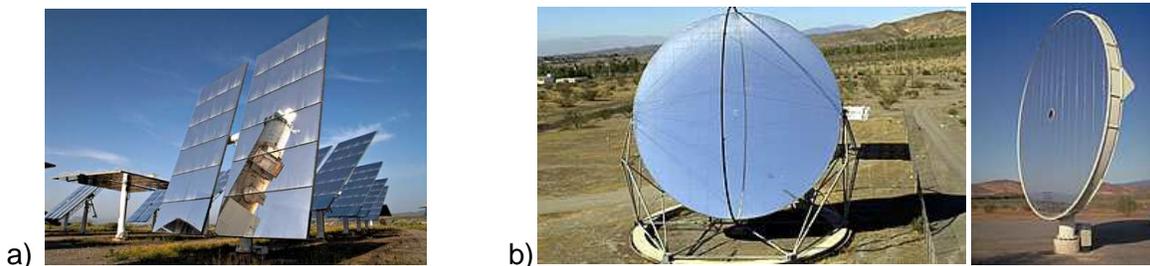
Figura VII.25 Esquema de torres solares para la producción de energía eléctrica.



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

Los helióstatos están formados por una superficie que refleja la luz del Sol y un sistema de rastreo que es movido a través de controles y motores eléctricos de acuerdo con la posición del Sol a través del día. Las superficies utilizadas pueden ser de diferentes áreas que van de 20 a 150 m². Los helióstatos pueden estar formados por espejos individuales o pueden ser de membrana. En los helióstatos de membrana, se tienen membranas metálicas o de plástico que están estiradas sobre tambores. Dentro del concentrador se crea un pequeño vacío que altera la forma de la membrana, deformando ligeramente el espejo plano (ver Figura VII.26).

Figura VII.26 a) Helióstato formado por varias unidades de espejos, b) Helióstato de membrana.



Fuente: (Schleich Bergmann und Partner (SBP), 2010)

Los helióstatos se colocan en los campos solares con base en la optimización técnica y económica del proyecto. Asimismo, la altura de la torre sigue los mismos criterios y comúnmente tienen una altura entre 80 y 100 m.

La recepción de la luz solar reflejada por los helióstatos, se lleva a cabo por diferentes fluidos y sistemas de geométricos de recepción. Los sistemas más utilizados han sido receptores tubulares cuyo fluido de trabajo ha sido vapor de agua o sales fundidas. Se tiene un banco de tubos colocados verticalmente a través de los cuales se hace pasar el fluido. Para el caso de agua, ésta se vaporiza y sobrecalienta parcialmente. Los sistemas con agua fueron utilizados en las primeras plantas, pero en la actualidad, se están probando sales como nitrato de sodio o potasio debido a que poseen una capacidad térmica mayor además de que se presentan como almacenadores de energía que puede ser utilizada en periodos en los que la radiación solar es menor o nula. Los sistemas tubulares que han sido utilizados, emplean tubos hechos de acero y pintados de color negro.

Otro sistema de recepción que ha sido probado es el volumétrico. Estos sistemas utilizan aire que pasa a través del receptor, calentándose con el calor absorbido por estructuras porosas metálicas o cerámicas. Se consideran materiales como fibras cerámicas, espumas, monolitos y metales. Las temperaturas que se pueden alcanzar, llegan a ser hasta 1,000 °C, y de acuerdo con estudios que han sido realizados, estos sistemas, pueden alcanzar temperaturas altas en poco tiempo, teniendo una eficiencia del 75%.

VII.2.2.2.5 Almacenamiento térmico

Como se mencionó con anterioridad, el aumento de la disponibilidad de la energía solar y la producción de energía en periodos en los que disminuye la radiación solar, es uno de los grandes retos que presenta la energía solar térmica. El almacenamiento de la energía térmica generada a partir de la luz solar, se presenta como una solución posible. Se ha considerado el uso de fluidos, como aceite o sales fundidas, que tengan una gran capacidad de almacenar la energía. Dentro de los sistemas considerados para el manejo de estas sustancias incluyen los sistemas directos e indirectos de dos tanques, y los sistemas de termoclina de tanque sencillo.

- Sistema directo de dos tanques. Se utiliza el mismo fluido que se calienta a partir de la energía solar. El sistema está compuesto por un tanque de baja temperatura y otro de alta temperatura. El fluido del tanque de baja temperatura se calienta en el sistema de concentración y pasa al tanque de alta temperatura. El fluido caliente transfiere su energía a un intercambiador de calor generándose vapor. El fluido frío que sale del intercambiador pasa nuevamente al tanque de baja temperatura.
- Sistema indirecto de dos tanques. Este sistema funciona de igual manera que el sistema anterior, pero en éste se utilizan diferentes fluidos para la transferencia de energía y para el almacenamiento térmico. El tanque de baja temperatura contiene el fluido que almacena energía, mientras que el otro tanque contiene el fluido que se utiliza para la captura de la energía solar. Se tiene un intercambiador de calor que transfiere la energía del fluido caliente al fluido de frío de almacenamiento térmico.
- Sistema de termoclina de tanque sencillo. Estos sistemas utilizan un medio sólido (comúnmente arena de sílice) para almacenar energía. La corriente de

material caliente entra por la parte superior del tanque con lo que se genera una zona caliente, una zona de gradiente de temperatura (termoclina) y otra fría. La corriente sale del tanque por la parte inferior a una temperatura menor. De la forma descrita, el gradiente de temperatura baja, pero si se revierte el flujo, sube con lo que el calor se utiliza para generar vapor y electricidad.

VII.2.2.3 Sistemas fotovoltaicos

Los dispositivos fotovoltaicos utilizan el efecto fotoeléctrico en materiales semiconductores para convertir directamente la energía solar a energía eléctrica. Las primeras celdas prácticas fueron construidas de silicio cristalino y únicamente fueron utilizadas en aplicaciones espaciales. A medida que su precio disminuyó, fueron utilizadas para reemplazar baterías no recargables, y a partir de la década de 1970, se utilizaron en relojes, calculadoras, señales en caminos. Las celdas de silicio cristalino se comenzaron a utilizar para aplicaciones de generación de electricidad a finales de la década de 1970. En la actualidad, las celdas fotovoltaicas han sido utilizadas para generar electricidad en el sector residencial, pero se está evaluando su uso para la generación de electricidad a gran escala a través de concentradores solares fotovoltaicos.

El funcionamiento de las celdas fotovoltaicas está basado en el fenómeno fotoeléctrico. Cuando un fotón llega a ciertos materiales, como metales o semiconductores, los electrones son capaces de capturar la energía de los fotones. En el dispositivo se crea una diferencia de voltaje dentro de un ambiente nano estructurado que direcciona la migración de electrones para la producción de corriente. Lo anterior es logrado a través del arreglo de los materiales semiconductores de una manera especial. Los materiales de tipo n o negativos, son aquellos que permiten que los electrones se muevan libremente dentro de éste. El silicio se convierte en un material tipo n cuando se le agregan impurezas como fósforo. Los materiales de tipo p o positivos, operan de una manera análoga pero opuesta. Si se agregan impurezas como boro al silicio, una parte de los electrones son parcialmente inmovilizados por los átomos de boro. Esto crea una red de “hoyos” dentro del cristal de silicio que se encuentran cargados positivamente. Estos “hoyos” actúan como cargas positivas que sirven como acarreadores de corriente, de manera análoga a los electrones libres en un material de tipo n. Al poner en contacto un material de tipo n con uno de tipo p, se crea una unión p-n que posee ciertas características que son alteradas con la presencia de luz. Cuando la luz solar llega al dispositivo fotovoltaico, el efecto fotoeléctrico, causa que el número de electrones libres del material tipo n aumente, así como el número de “hoyos” en el material tipo p. La conexión de los dos materiales provoca que los electrones fluyan a través del material tipo n a través de la carga y posteriormente se recombinen con el exceso de “hoyos” en el material tipo p, para cerrar el circuito. La eficiencia de las celdas fotovoltaicas, puede variar dependiendo de diferentes factores como la reflexión del sistema colector, las interacciones entre materiales p y n, así como la resistencia en el circuito.

Los sistemas fotovoltaicos son atractivos debido a su simplicidad. Éstos no tienen partes móviles, no producen ruido, requieren bajo mantenimiento y pueden ser conectados directamente a los sistemas que utilizan energía. Es por ello, que existe un esfuerzo constante y creciente para encontrar las tecnologías más baratas y confiables para producir celdas solares para continuar con el desarrollo del mercado fotovoltaico a nivel mundial. A continuación se presentan las tecnologías fotovoltaicas existente y en desarrollo.

Silicio cristalino. La tecnología dominante en la actualidad está basada en silicio, pero se están explorando variantes basadas en otras tecnologías. Las celdas de silicio monocristalino son similares a las primeras celdas PV originalmente creadas en 1954 en los Laboratorios Bell. Estas celdas están formadas a partir de lingotes de silicio puro rebanado en obleas, tratados químicamente y grabados para funcionar como celdas solares. Su ventaja es que poseen el mayor nivel de eficiencia en conversión, pero sus costos de producción son altos. La alternativa a partir de silicio son las celdas policristalinas, que son producidas a través de un proceso ligeramente diferente, siendo menos eficientes y más baratas. Otro de tipo de celdas solares de silicio corresponde a las celdas de laminado tipo listón. Estas celdas son construidas de manera similar que los dos tipos mencionados anteriormente y su diferencia principal radica en el hecho de que el laminado se construye a partir de silicio fundido y no de un lingote. Este tipo de celdas poseen una apariencia de arcoíris, debido a su recubrimiento que evita la reflexión.

Película delgada. Las celdas fotovoltaicas de película delgada ofrecen la ventaja, con respecto a las anteriores, de que son más ligeras y de menor costo. Sin embargo, su eficiencia es menor. Este tipo de celdas se considera de segunda generación y se espera que puedan ser una tecnología que contribuya al crecimiento a largo plazo de la industria. Existen diferentes tipos de materiales que se están empleando para la construcción de estas celdas.

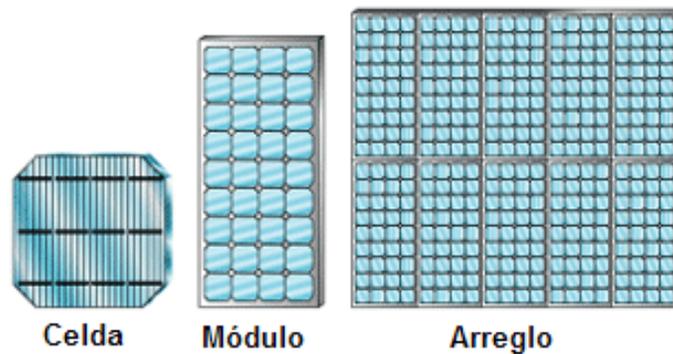
- a) Silicio amorfo: Estas celdas pueden construirse a partir de la manipulación de semiconductores silicio amorfo y tienen una mayor absorbancia que el silicio cristalino. Estas celdas pueden ser menores a $1\mu\text{m}$ y pueden ser producidas a temperaturas y costos bajos. Su desventaja es la degradación debida a la luz.
- b) Teluro de cadmio: Esta es una tecnología que ha sido investigada ampliamente y representa otra tecnología de película delgada. A pesar de que existen diversas maneras de construir estas celdas, como la deposición electroquímica, las preocupaciones del potencial de daño a la salud debido a su producción, siguen siendo un obstáculo para su desarrollo.
- c) Diseleniuro de cobre-indio galio: Esta tecnología presenta una alta eficiencia de conversión, permitiendo la captación del 99% de la radiación que reciben. El material utilizado para su producción es bajo, pero el alto costo de producción ha retrasado su desarrollo.
- d) Dióxido de titanio: Este tipo de celdas utilizan una capa de dióxido de titanio impregnada con colorante. Estas celdas poseen un costo bajo, por lo que se presentan como una opción para reducir el costo de las celdas solares.

Tecnologías de tercera generación. Las tecnologías de tercera generación incluyen procesos químicos polisintéticos que ocurren en plantas y árboles. Existen también tecnologías para producir celdas solares esféricas, reduciendo la cantidad de silicio necesaria resultando en paneles delgados y flexibles.

Las celdas fotovoltaicas constituyen la unidad básica que conforma a los sistemas fotovoltaicos. Estos sistemas conectan estas celdas para formar módulos, que a su vez pueden formar sistemas más grandes llamados arreglos (ver Figura VII.27). Los sistemas fotovoltaicos se pueden clasificar en dos categorías generales: sistemas de placa plana y sistemas concentradores. Los sistemas fotovoltaicos están compuestos por la estructura que los soporta, por sistemas que toman la corriente directa de las celdas y la transforma a corriente alterna, así como baterías que almacenan la energía.

Los sistemas de placa plana utilizan paneles o módulos de placa plana. Estos pueden ser fijos o pueden rastrear el movimiento del Sol. Estos sistemas son adecuados para ser colocados en el techo de residencias, debido a que son de peso relativamente bajo, son sencillos y no necesitan de equipo extra. Los módulos típicos de silicio cristalino consisten en una superficie superior transparente, un encapsulante, una capa trasera y un marco alrededor del extremo externo. En la mayoría de los casos, la superficie superior es vidrio, el encapsulante es etil vinil acetato (EVA) y la capa trasera es fluoruro de polivinil.

Figura VII.27 Sistemas fotovoltaicos.



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

Los sistemas concentradores, utilizan materiales para aumentar la eficiencia de las celdas solares a través del enfoque de la energía que capturan hacia las celdas. La ventaja del uso de concentradores radica en la utilización de una menor cantidad de celdas solares y el aprovechamiento más eficiente de la energía solar. Existen diferentes sistemas concentradores, que han sido probados y un ejemplo incluye el uso de sistemas de 20kW en Arizona por el Centro de Investigación y Prueba Solar de la Compañía de Servicio Público de Arizona (STAR). A continuación se presentan sistemas de concentración solar para celdas solares.

Concentrador Fresnel de punto de enfoque. Estos sistemas utilizan lentes de punto Fresnel concentrando la energía solar en un punto focal. El uso de estos concentradores puede reducir el número de celdas utilizadas, por lo que se pueden utilizar celdas hechas de materiales más caros como el arsenuro de galio.

Concentrado Fresnel de línea de enfoque. Están constituidos por lentes planos que concentran o dispersan la luz en una dirección lineal. Estos sistemas tienen una menor concentración que los concentradores de punto de enfoque.

Concentración baja. Esta tecnología utiliza espejos en lugar de lentes para concentrar la luz solar. La cantidad de luz concentrada es menor para este caso, por lo que el uso de celdas convencionales hace factible su uso. Las instalaciones que utilizan estos sistemas, están formadas por helióstatos de dos ejes de rastreo, concentradores (espejos producidos con metal cubierto con silicio), celdas fotovoltaicas, e inversores de corriente directa a alterna (ver Figura VII.28).

Figura VII.28 Sistemas recolectores de concentración baja.



Fuente: (Abengoa Solar, 2010c)

VII.2.3 Experiencias internacionales

VII.2.3.1 Torres solares

Las torres solares han sido la tecnología de concentración solar térmica más utilizada en el mundo. Desde el comienzo de la década de 1980, se realizaron diversos proyectos demostrativos con una potencia de aproximadamente 1 MW, y en la actualidad, existen proyectos a nivel comercial que están siendo probados. A continuación se muestra la Tabla VII.14 con los principales proyectos que han sido realizados.

Tabla VII.14 Proyectos de generación de energía eléctrica con torres solares.

Proyecto	País	Potencia (MWe)	Fluido de transferencia de calor	Medio de almacenamiento	Año de inicio de operación
SSPS	España	0.5	Sodio líquido	Sodio	1981
EURELIOS	Italia	1	Vapor	Nitrato / Agua	1981
SUNSHINE	Japón	1	Vapor	Nitrato / Agua	1981
Solar One	Estados Unidos	10	Vapor	Petróleo / Roca	1982
CESA – 1	España	1	Vapor	Nitrato	1982

Proyecto	País	Potencia (MWe)	Fluido de transferencia de calor	Medio de almacenamiento	Año de inicio de operación
MSEE / Cat B	Estados Unidos	1	Nitrato	Nitrato	1983
THEMIS	Francia	2.5	Sal Hitec	Sal Hitec	1984
SPP – 5	Rusia	5	Vapor	Agua / Vapor	1986
TSA	España	1	Aire	Cerámica	1993
Solar Two	Estados Unidos	10	Nitrato	Nitrato	1996
Consolar	Israel	0.5	Aire presurizado	Hibrido Solar / Combustibles fósiles	2001
Solgate	España	0.3	Aire presurizado	Hibrido Solar / Combustibles fósiles	2002
PS10	España	11	Vapor saturado	Vapor	2007
PS20	España	20	Vapor saturado	Vapor	2008
Solar Tower Jülich	Alemania	1.5	Aire atmosférico	Cerámica	2008

Fuente: (Letcher, 2008)

VII.2.3.1.1 Proyecto PS10

El proyecto de 11 MW, se localiza en Casa Quemada a 15 km al oeste de la ciudad de Sevilla. La planta fue diseñada originalmente para la producción de 23 GWh con el uso de helióstatos para producir vapor saturado a una presión de 40 bar y una temperatura de 250°C. Esta planta posee un sistema de almacenamiento de vapor saturado que puede dar respaldo a la planta por un periodo de 50 minutos a 50% de carga. Asimismo, utiliza 624,121 m² de helióstatos, una torre de 90 m de altura, un sistema de almacenamiento de calor de 15 MWh y un receptor con cuatro paneles tubulares de 4.8 x 12 m. El sistema solar, optimiza el uso de energía, teniendo una eficiencia nominal total de 15% (ver Figura VII.29).

Figura VII.29 Fotografía de la torre solar PS10.



Fuente: (Solar Thermal, 2010)

VII.2.3.1.2 Proyecto Solar One

El proyecto Solar One operó de 1982 a 1988 en el Desierto Mojave, California. La planta tuvo una capacidad instalada de 10 MW y utilizó agua como fluido receptor. El sistema estuvo compuesto por 1,818 reflectores con 12 paneles cóncavos con un área total de 71,100 m². Esta planta utiliza espejos de vidrio con plata en su parte posterior. El receptor es un sobrecalentador de un solo paso de forma cilíndrica, que se encuentra a 90 m de altura. Está formado por 24 paneles de 0.9 x 13.7 m. El receptor fue diseñado para producir 50,900 kg/h de vapor a una temperatura de 516 °C. Durante el tiempo de operación de la planta, la disponibilidad de la misma fue de 82%. La eficiencia anual del sistema (energía eléctrica neta producida con respecto a la radiación incidente) fue alrededor del 5.5%.

VII.2.3.1.3 Proyecto Solar Two

Al finalizar la prueba del proyecto Solar One, se reconstruyó la planta en el proyecto Solar Two. La principal modificación de este proyecto fue el remplazo de un sistema de termoclina, por un sistema de dos tanques de sal fundida (40% de nitrato de potasio y 60% de nitrato de sodio). En este proyecto se instalaron receptores, generadores de vapor y sistemas de control nuevos, así como 108 helióstatos adicionales. El sistema de almacenamiento de calor fue probado con éxito, operando en una ocasión por 154 horas continuas (ver Figura VII.30).

Figura VII.30 Fotografía de la torre solar Solar two.



Fuente: (Solar Thermal, 2010)

VII.2.3.1.4 Proyecto PS20

La tecnología desarrollada con la planta PS10, se mejoró e incorporó en esta planta que se encuentra en la plataforma Solúcar, en España. La planta tiene una capacidad de 20 MW y está conformada por 1,255 helióstatos de 120 m² de superficie y una torre de 165 m de altura en la que se genera vapor (ver Figura VII.31).

Figura VII.31 Fotografía de la torre solar PS20.



Fuente: (Abengoa Solar, 2010a) y (Abengoa Solar, 2010b)

VII.2.3.2 Sistemas de espejos cilindro – parabólicos

VII.2.3.2.1 Proyecto SEGS

La aplicación más grande de este sistema se encuentra en nueve plantas que se encuentran en California. Los Sistemas de Generación Eléctrica Solar (SEGS, por sus siglas en inglés) poseen una capacidad instalada de 354 MW. La disponibilidad de la planta es mayor al 98% y su eficiencia de conversión de energía solar a eléctrica es de 14 a 18% con una eficiencia en horas pico de 22%. El sistema se localiza en el Desierto Mojave en el Sur de California, y comenzó a operar en 1985. Estas plantas fueron diseñadas e implementadas por LUZ International Limited company, generando electricidad para Southern California Edison. El fluido utilizado en el ciclo de potencia corresponde a un hidrocarburo aromático llamado Therminol VP – 1 de Monsanto. Estas plantas pueden proveer energía durante horas pico, utilizando únicamente las unidades solares, de gas natural o una combinación de las dos.

Los componentes principales de estas plantas incluyen a los recolectores, las bombas de transferencia de fluido, el sistema de generación de potencia, los subsistemas auxiliares de gas natural y los controles. Los reflectores están contruidos de paneles negro plateados de vidrio flotado con bajo contenido de hierro. Los recolectores tienen recubrimientos metálicos y de laca al reverso de la superficie plateada. Los receptores son tubos de acero rodeados por vacío en una chaqueta de vidrio. Los rastreadores del Sol, son sensores que utilizan un sistema óptico que enfoca la luz solar en diodos sensibles a la luz.

La planta SEGS IX fue la última que se instaló en 1991. En las plantas VIII y IV, no existe un recalentador accionado por gas natural, y la turbina de vapor tiene dos etapas y utiliza vapor a 371°C y una presión de 104 bar, y 371°C y 17 bar. El fluido utilizado como receptor sale de los recolectores a una temperatura de 390°C y se divide en dos circuitos paralelos (generador de vapor y recalentador). En la unidad de generación de vapor, el fluido pasa por un sobrecalentador y precalentador, generando vapor a 371°C y 104 bar. Este vapor se expande en la primera etapa de la turbina, pasando por un recalentador que es alimentado por el otro circuito, recalentado vapor a 371°C y 17 bar. LUZ International desarrolló tres generaciones de plantas de espejos cilindro – parabólicos (LS-1, LS-2 y LS-3). Las primeras dos generaciones son similares y su única diferencia radica en el tamaño de las mismas. La generación LS-3 es dos veces más largo que la LS-2, con un área de abertura 14% más grande, reduciendo el número de conexiones flexibles, sensores de temperatura, unidades locales de control, dispositivos hidráulicos y equipo similar. El último diseño también incorporó cambios en la estructura que contiene los espejos, siendo más ligera y resistente. En la actualidad, el 16% de la producción anual de estas plantas se genera durante los periodos pico en el verano y las ganancias son de 55% del total anual. La tabla Tabla VII.15 contiene las principales características de las plantas de este proyecto.

Tabla VII.15 Características de las plantas del proyecto SEGS.

	SEGS I	SEGS II	SEGS III	SEGS IV	SEGS V	SEGS VI	SEGS VII	SEGS VIII	SEGS IX
Año de inicio	1985	1986	1987	1987	1988	1989	1989	1990	1991
Capacidad neta (MW)	13.8	30	30	30	30	30	30	80	80
Producción anual de energía eléctrica (MWh)	30,100	80,500	92,780	92,780	91,820	90,850	92,646	252,750	256,125
Vida estimada (años)	20	25	30	30	30	30	30	30	30
Número de etapas de la turbina	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Vapor solar (P,T), (bar, °C)	248/38	300/27	327/43.4	327/43.4	327/43.4	371/100	371/100	371/104	371/104
Vapor con gas (P,T), (bar, °C)	417/37	510/104	510/104	510/104	510/100	510/100	510/100	371/104	371/104
Eficiencia en operación solar (%)	31.5	29.4	30.6	30.6	37.7	37.5	37.5	37.6	37.6
Eficiencia con gas (%)		37.3	37.4	37.4	37.4	39.5	39.5	37.6	37.6

	SEGS I	SEGS II	SEGS III	SEGS IV	SEGS V	SEGS VI	SEGS VII	SEGS VIII	SEGS IX
Campo solar									
Tipo de recolectores	LS1/LS2	LS1/LS2	LS2	LS2	LS2	LS2	LS3	LS3	LS3
Área de apertura (m ²)	82,960	188,990	230,300	230,300	233,120	188,000	194,280	464,340	483,960
Temperatura de trabajo (°C)	279	321	349	349	349	390	390	390	390
Temperatura de entrada /salida (°C)	241/307	248/320	248/349	248/349	248/349	293/393	293/390	293/390	293/390
Tipo de aceite	ESSO 500	M – VP1	M – VP1	M – VP1	M – VP1	M – VP1	M – VP1	M – VP1	M – VP1
Volumen de aceite (m ³)	3,217	379	403	404	461	372	350		

Fuente: (Kreith, 2007)

VII.2.3.2.2 Proyecto Andasol

A partir de la operación exitosa del proyecto SEGS, se planeó la construcción del proyecto Andasol, que estará formado por tres plantas (Andasol 1, 2 y 3), en la plataforma de Guadix en Granada, España. A finales del año 2008, inició la operación de la planta Andasol 1. La planta Andasol 2 fue completada en el verano del año 2009 y ha estado conectada a la red desde entonces. La planta Andasol 3 se planea iniciar a operar en el año 2011. A continuación se muestra la Tabla VII.16 con las principales características del proyecto.

Las plantas eléctricas de Andasol, cubren 510,120 m² de espejos cilindro – parabólicos que están fijados en 312 filas de recolectores que están conectados por tubos. Las filas de recolectores se encuentran acomodados de norte a sur y rastrean el Sol de este a oeste. Cada fila está compuesta por dos unidades de recolectores, que a su vez tienen 12 recolectores de 12 x 6 m. Cada recolector tiene 28 espejos y 3 tubos de absorción.

Tabla VII.16 Características de las plantas del proyecto Andasol.

Datos de las plantas del proyecto Andasol	
Ubicación	
Nombre de los proyectos	Andasol 1, 2 y 3
Ubicación	10 km al este de Guadix en el área municipal de Aldeire y la Calahorra en la región del Marquesado del Zenete, Provincia de Granada
Terreno	195 hectáreas (1,300 x 1,500m), Eje Norte – Sur
Acceso a línea de alto voltaje	Conexión a una línea de 400kV cerca de Huéneja a 7 km
Campo Solar	
Tecnología de espejos cilindro-parabólicos	Skal-ET
Tamaño	510,120 m ²
Número de espejos	209,664
Número de receptores	22,464 tubos de 4 m de longitud
Número de sensores solares	624
Radiación estándar directa anual (DNI)	2,136 kWh/m ² a
Eficiencia solar	Aproximadamente 70% eficiencia de pico, 50% promedio anual
Capacidad de almacenamiento de calor	28,500 t de sal para 7.5 horas pico
Capacidad de la planta eléctrica	
Capacidad de la turbina	49.9 MW
Horas de operación anuales	3,500
Producción de electricidad bruta	180 GWh
Eficiencia de la planta	28% de eficiencia en periodo pico, 15% de eficiencia anual promedio
Tiempo de vida estimado	40 años

Fuente: (Solar Millenium, 2008)

Una parte de la energía que se genera en las plantas, no se transfiere al circuito de potencia, sino que se almacena como sal líquida. Se tiene una mezcla de 28, 500 t de sales de nitrato de potasio y sodio, que es calentada durante el día. La mezcla tiene una temperatura de salida de 290 °C y puede ser calentada hasta 390 °C. La mezcla de sales puede ser utilizada para accionar las turbinas de la planta por 7.5 horas.

VII.2.3.3 Sistemas de concentración fotovoltaica

VII.2.3.3.1 Proyecto Fotovoltaico en la plataforma de Solúcar

En la plataforma de Solúcar en Sevilla, España, existe un proyecto en el que se está utilizando la tecnología de concentración solar en celdas fotovoltaicas para la generación de 1.2 MW. Esta planta fue construida en el año 2004, y fue puesta en marcha en 2006. En ella, las celdas fotovoltaicas producen corriente directa, que pasa a un inversor que la convierte a corriente alterna y finalmente se entrega a la red. La planta posee 154 unidades de dos ejes de rastreo, con 36 módulos fotovoltaicos y una superficie de 80 m². La superficie total de la planta es de 12 hectáreas y la superficie fotovoltaica total es de 5,913 m² (ver Figura VII.32).

Figura VII.32 Fotografías del proyecto fotovoltaico en la plataforma de Solúcar.



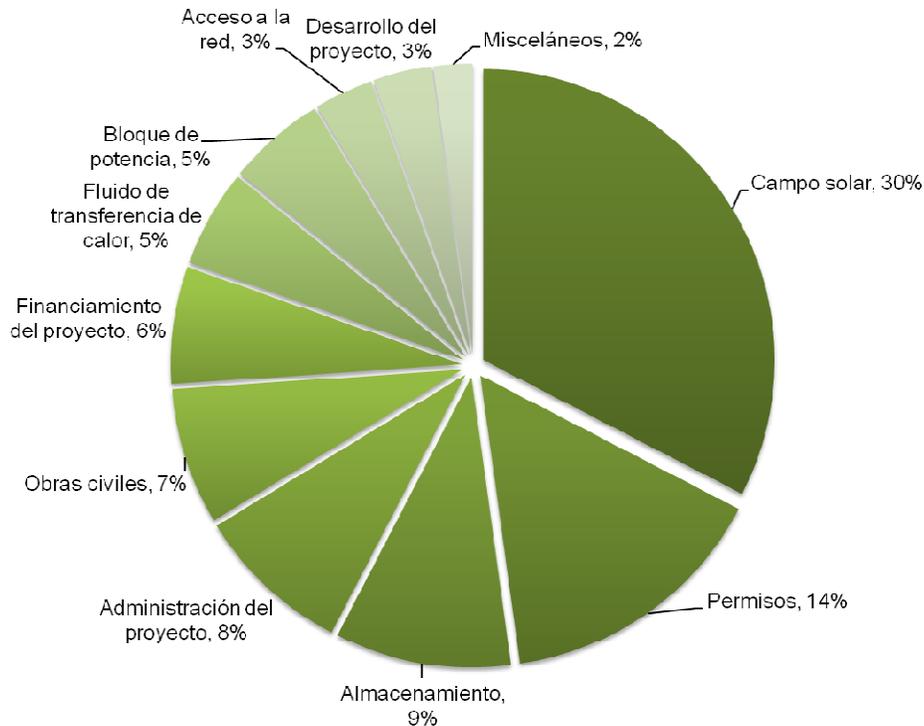
Fuente: (Solar Millenium, 2010)

VII.2.4 Costos

De acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía (International Energy Agency IEA, 2010b), la inversión de capital para proyectos de concentración térmica solar, sigue siendo alta comparada a plantas tradicionales. Se espera que la inversión se reduzca en el futuro debido a los costos bajos de combustible necesario para plantas híbridas, así como debido al aumento de la competencia, la producción en masa de equipo y mejora en las tecnologías.

El costo de inversión de plantas de sistemas lineales nuevas es de 4.2 dólares/W a 8.4 dólares³/W dependiendo de los costos de la tierra, la mano de obra, las tecnologías disponibles, la distribución de la radiación solar, el almacenamiento y el tamaño del campo solar. La Figura VII.33 muestra los componentes del costo de inversión para una planta de concentración en España.

Figura VII.33 Componentes del costo de inversión para una planta de concentración solar térmica.



Fuente: (International Energy Agency IEA, 2010b)

El estudio estima que los costos de inversión por Watt bajen para plantas más grandes, reduciéndose un 12% de 50 MW a 100 MW. Asimismo, se espera que el desarrollo de tecnología que genere vapor directamente disminuya los costos de 10% a 20%; con una reducción total de 30% a 40% en la siguiente década. Los costos de inversión para torres solares, son generalmente más altos que los costos para sistemas lineales. Se espera que para esa tecnología, se reduzca el costo de inversión un 20%, y a medida que la industria solar madure, los costos podría reducirse un 40 a 75%.

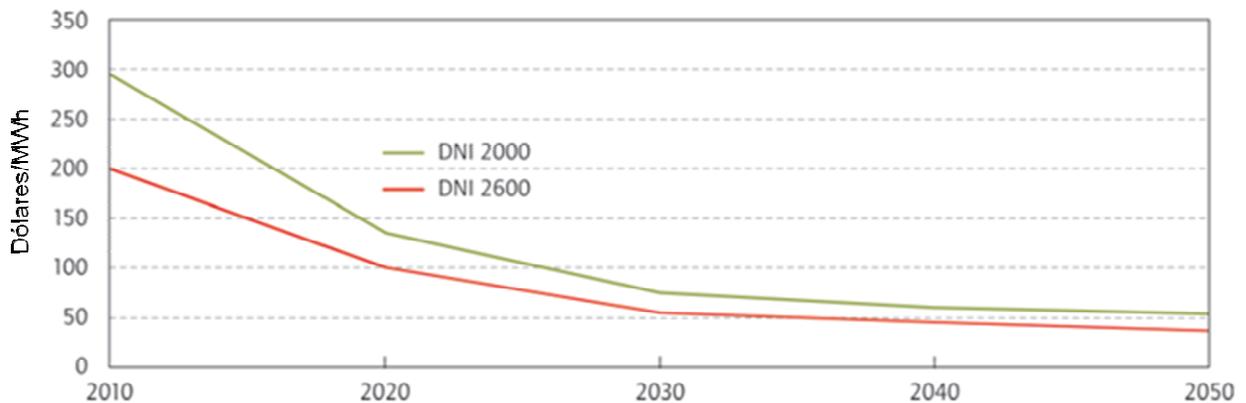
Los costos de operación y mantenimiento incluyen la operación de la planta, los gastos por combustible en el caso de ser plantas híbridas o con apoyo, el costo del agua de enfriamiento y los costos de mantenimiento del campo. Una planta típica de 50 MW requiere de 40 empleados y los costos son de 13 dólares/MWh a 30 dólares/MWh. Se espera que el costo disminuya a medida que las plantas sean más grandes. Los costos de

³ Dólares de 2008

generación van de 200 dólares/MWh a 295 dólares/MWh para plantas de sistemas lineales grandes.

De acuerdo con el estudio, en los Estados Unidos, se tiene la meta de aumentar la competitividad de estos sistemas para 2015, de manera que compitan con los combustibles fósiles para tener costos de generación de alrededor de 100 dólares/MWh para carga intermedia, y 50 dólares/MWh para carga base en 2020. El estudio consideró que la competitividad se alcanzará para carga intermedia en 2020, y para carga base en 2025 y 2030. La Figura VII.34 muestra la evolución de los costos nivelados de electricidad bajo dos diferentes niveles de radiación.

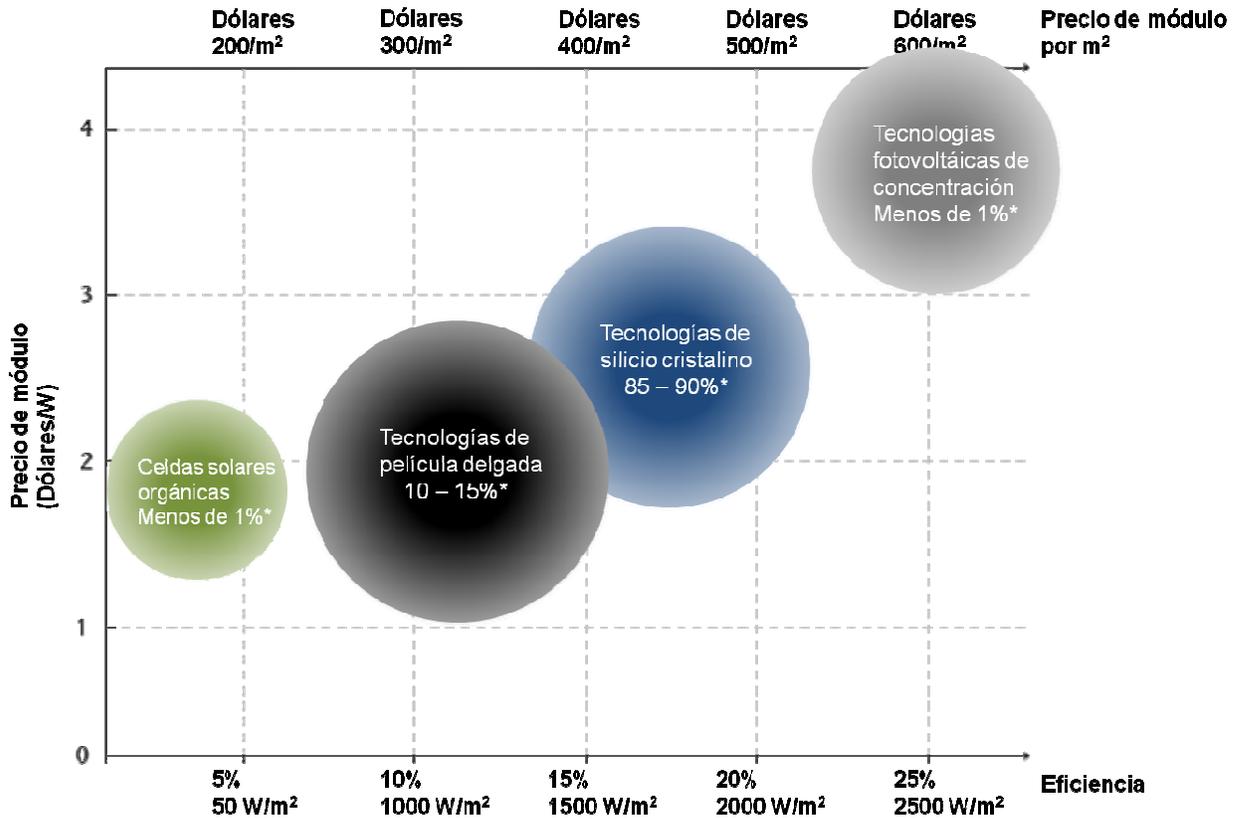
Figura VII.34 Evaluación de costos nivelados de electricidad.



Fuente: (International Energy Agency IEA, 2010b)

El análisis realizado por la IEA, incluye también las tecnologías fotovoltaicas (International Energy Agency IEA, 2010c). Existe una gran gama de costos para las diferentes tecnologías, que van de 4,000 dólares/kW para aplicaciones de varios MW, hasta 6,000 dólares/kW para pequeñas aplicaciones en el sector comercial. El costo de la generación de electricidad en el año 2008 para aplicaciones de gran capacidad instalada, fue de 240 dólares/MWh para sitios con gran irradiación y 480 dólares/MWh en sitios con irradiación moderada a baja. Los costos para el sector residencial van de 360 a 720 dólares/MWh. La Figura VII.35 muestra el costo y eficiencia de las principales tecnologías fotovoltaicas.

Figura VII.35 Costo y eficiencia de las principales tecnologías fotovoltaicas.



* Participación en el mercado.

Fuente: (International Energy Agency IEA, 2010c)

A pesar de que los costos de las diferentes tecnologías varían, a nivel de sistema, su variación es menos importante, y en el estudio se agrupan los costos por aplicación. Se sugiere que los costos de los sistemas fotovoltaicos han disminuido a una tasa de aprendizaje de 15 a 22%. El objetivo principal es reducir los precios de los sistemas disponibles y los costos de generación más de dos tercios para 2030. Se espera que el precio de estos sistemas baje de 4,000 dólares/kW – 6,000 dólares/kW a 1,200 dólares/kW – 1,800 dólares/kW para 2030. Los precios de los sistemas de gran escala se espera que disminuyan de 1,800/kW para 2020 a 800 dólares/kW para 2050, con costos nivelados de 50 dólares/MWh.

El Departamento de Energía de los Estados Unidos (Energy Efficiency and Renewable Energy U.S. DOE, 2010a) reporta que el costo nivelado de la electricidad a nivel mundial es de aproximadamente 200 dólares⁴/MWh - 800 dólares/MWh para sistemas fotovoltaicos en techos de edificaciones. La Tabla VII.17 muestra el costo de módulos de diferentes tecnologías fotovoltaicas.

⁴ Dólares de 2008.

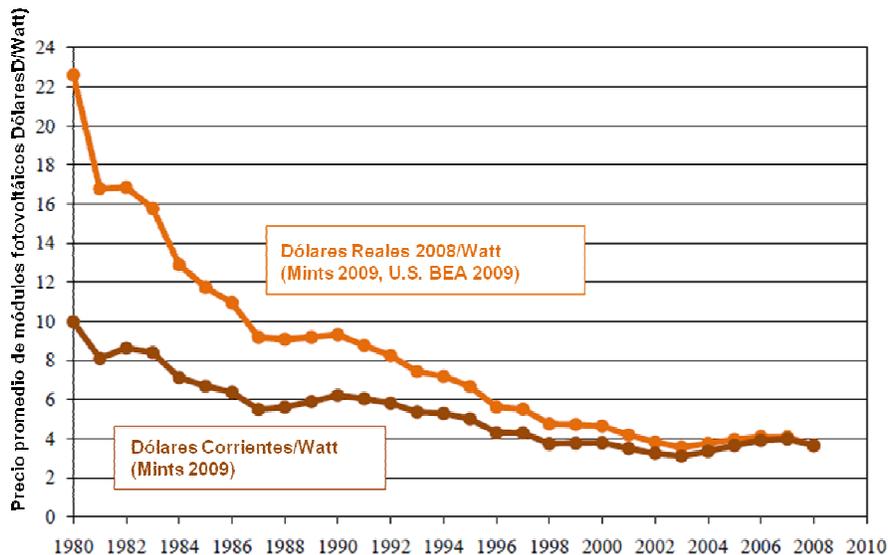
Tabla VII.17 Costo de módulos de diferentes tecnologías.

Tecnología	Precio (Dólares/W)	Costo de producción (Dólares/W)	Eficiencia de conversión (%)
Silicio monocristalino de alta eficiencia	3.83	2.24	17.5
Silicio multicristalino	3.43	2.12 – 3.11	13.5
Película delgada de silicio amorfo	3.00	1.80	6.5
Diseleniuro de cobre-indio galio	2.81	1.26	10.2
Teluro de cadmio	2.51	1.25	10.0

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

Asimismo, el estudio presenta la evolución del precio de los sistemas fotovoltaicos, observándose una disminución significativa a mediados de la década de 1980 debido al aumento de la producción de módulos fotovoltaicos (ver Figura VII.36).

Figura VII.36 Precio promedio de módulos fotovoltaicos de todas las tecnologías a nivel mundial.



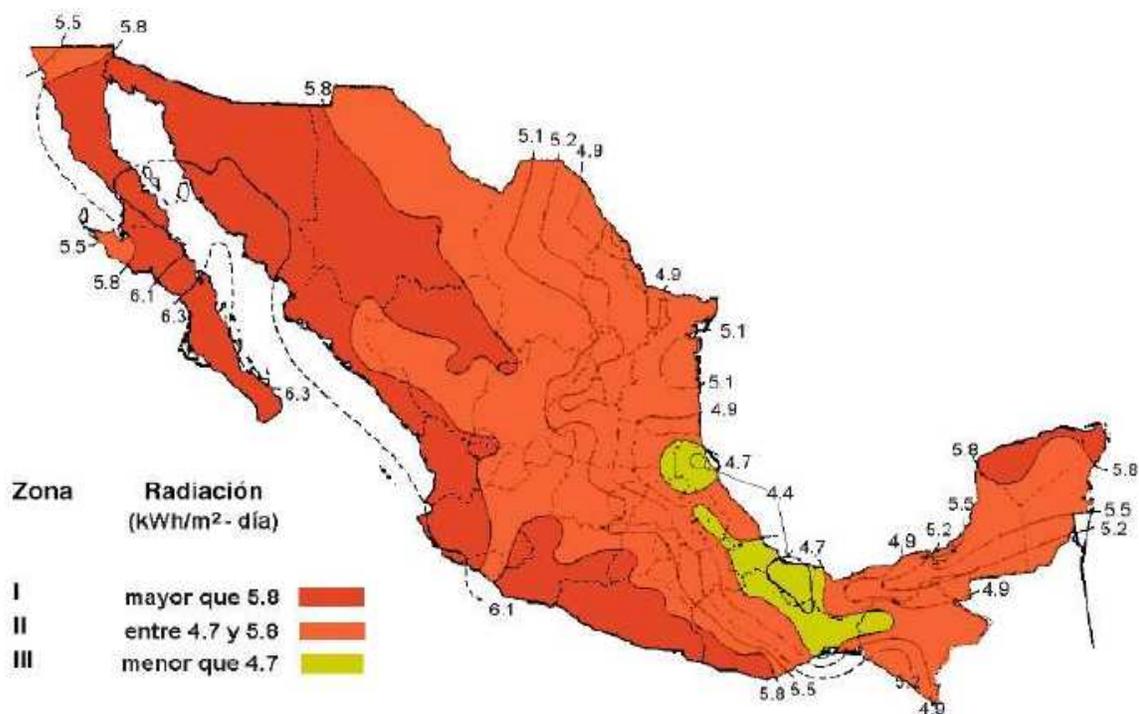
* Dólares corrientes de 2008.

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

VII.2.5 Potencial de la energía solar en México

La capacidad solar instalada total en México, para el año 2008, fue de 1.6 millones de metros cuadrados de calentadores solares planos y 19 MW de módulos fotovoltaicos lo que da un total de generación de 5.6 PJ. De la superficie instalada de calentadores solares el 46% fue para piscinas y el 32% para casas habitación (Secretaría de Energía SENER, 2009a). México posee un alto potencial de radiación solar y de acuerdo con el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), que elaboró un mapa de radiación solar, el recurso solar en el país se encuentra entre 4.4 kWh/m² y 6.3 kWh/m² (Wolpert, 2009). El siguiente mapa muestra la radiación solar promedio anual en la República Mexicana (ver Figura VII.37).

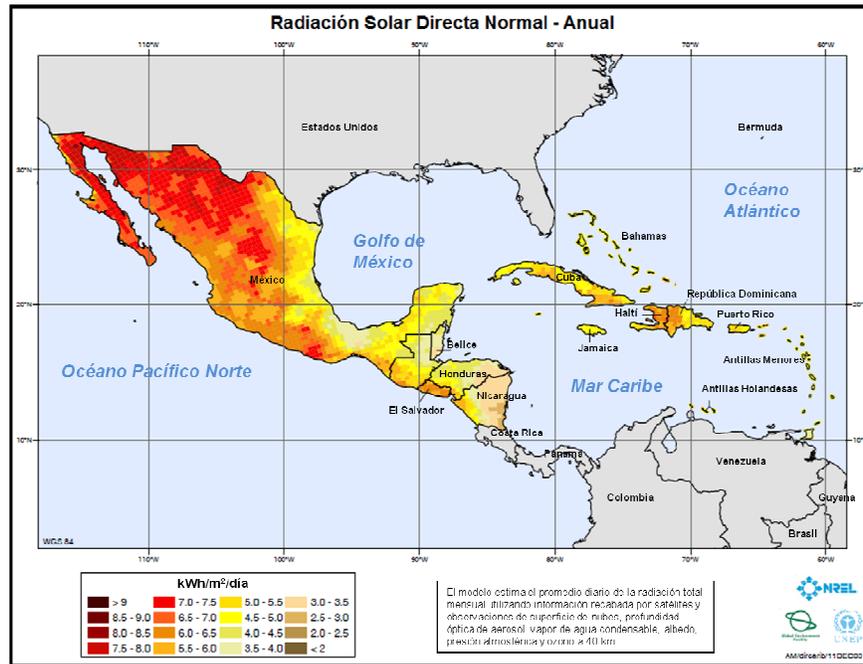
Figura VII.37 Potencial solar en la República Mexicana.



Fuente: (Wolpert, 2009)

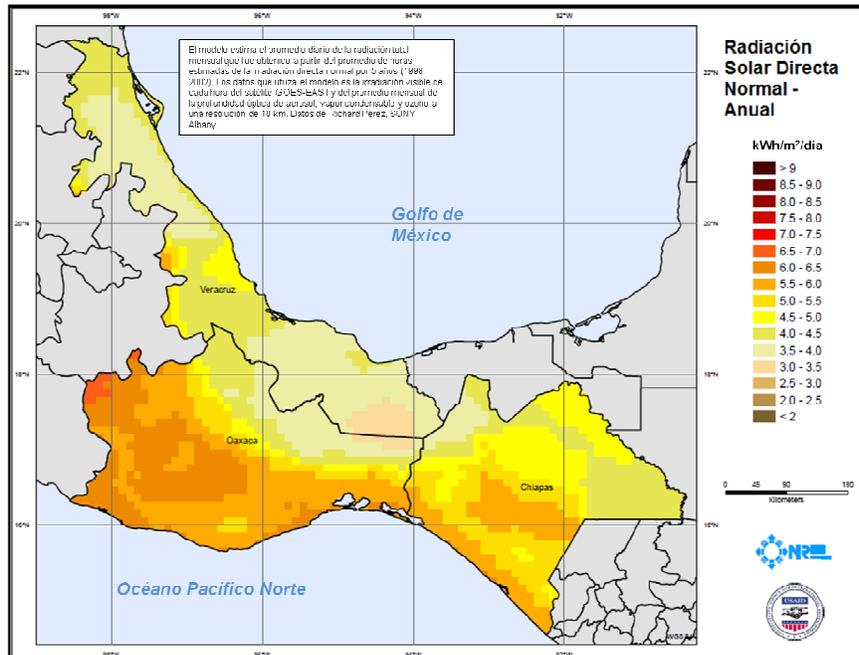
Otro estudio realizado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de los Estados Unidos (NREL, por sus siglas en inglés) (NREL, 2005), presenta la radiación directa normal anual para todo el país y para los estados de Veracruz, Chiapas y Oaxaca (ver Figura VII.38 y Figura VII.39).

Figura VII.38 Radiación solar directa normal – anual en la República Mexicana.



Fuente: (NREL, 2003)

Figura VII.39 Radiación solar directa normal – anual para los estados de Veracruz, Oaxaca y Chiapas.



Fuente: (NREL, 2005)

El Centro de Investigación en Energía de la UNAM (CIE), estima que el potencial solar para los estados de Sonora y Chihuahua es de 14,030 MW y 18,873 MW, respectivamente. Asimismo, estima que con 0.14% de la superficie de esos estados, se podría proporcionar la demanda nacional de electricidad (Estrada, 2009).

La Secretaría de Energía, tiene diversos objetivos para el año 2012, que incluyen lograr un crecimiento de más de 600,000 m² de calentadores solares para contar con 1,800,000 m² de calentadores solares para ese año (Secretaría de Energía SENER, 2009c). Existe además, el proyecto Agua Prieta II en Sonora, planeado para iniciar operaciones en abril de 2013. Este proyecto consiste en un sistema solar integrado de ciclo combinado que utilizará espejos parabólicos solares con una capacidad bruta de 477 MW (Comisión Federal de Electricidad (CFE), 2010).

VII.3 Energía Eólica

VII.3.1 Situación actual

Desde la antigüedad hemos aprovechado la energía del viento para bombeo de agua y la molienda de granos pero no fue hasta comienzos de 1980, después de la crisis del petróleo y la importancia que se le ha dado a los impactos ambientales, en que se empezó a generar electricidad a partir de la energía eólica.

La energía eólica es una forma indirecta de energía solar, esta se produce debido a diferencias de temperaturas y presiones en la atmósfera, provocadas por la absorción de la radiación solar, se estima que entre el 1 y 2% de la energía proveniente del sol se convierte en energía eólica y de este porcentaje solo una pequeña fracción puede ser aprovechada debido a que la mayor parte ocurre a grandes alturas sobre los océanos a mar adentro. Esto supone una energía alrededor de 50 a 100 veces superior a la convertida en biomasa por todas las plantas de la tierra (Danish Wind Industry Association, 2003).

La energía eólica es una tecnología limpia, libre de emisiones de gases de efecto invernadero y de cualquier otro contaminante atmosférico, por lo que es una opción viable en la lucha contra el cambio climático. Diversos estudios indican que un aerogenerador compensa las emisiones causadas por su construcción dentro de los primeros tres a seis meses de operación, esto es una característica importante que impulsará el despliegue de parques eólicos para cumplir con la meta mundial de la industria eólica fijada en reducir la emisión de 1,500 millones de toneladas anuales de CO₂ al año 2020.

El crecimiento sustancial de la energía eólica ha sido impulsado debido a una serie de factores como son la oferta y demanda de energía, las cuestiones derivadas del cambio climático y las mejoras tecnológicas, estos factores se han combinado en varias regiones del mundo para fomentar el apoyo político para el desarrollo de esta energía renovable.

La Agencia Internacional de Energía (IEA), estima que para el año 2030 se requerirán 4,500 GW de capacidad eólica nueva instalada lo que requiere inversiones por más de 13 billones de dólares y 1,600 GW (Global Wind Energy Council GWEC, 2010) de esta capacidad de generación de energía tendrá que ser suministrada por países de la OCDE (incluida la sustitución de plantas viejas). En contraste a la incertidumbre de abastecimiento y los precios volátiles la energía eólica es una fuente masiva de energía permanentemente disponible en casi todas las regiones del mundo, no hay costo de combustible ni riesgo geopolítico y ninguna dependencia de suministro de combustibles importados.

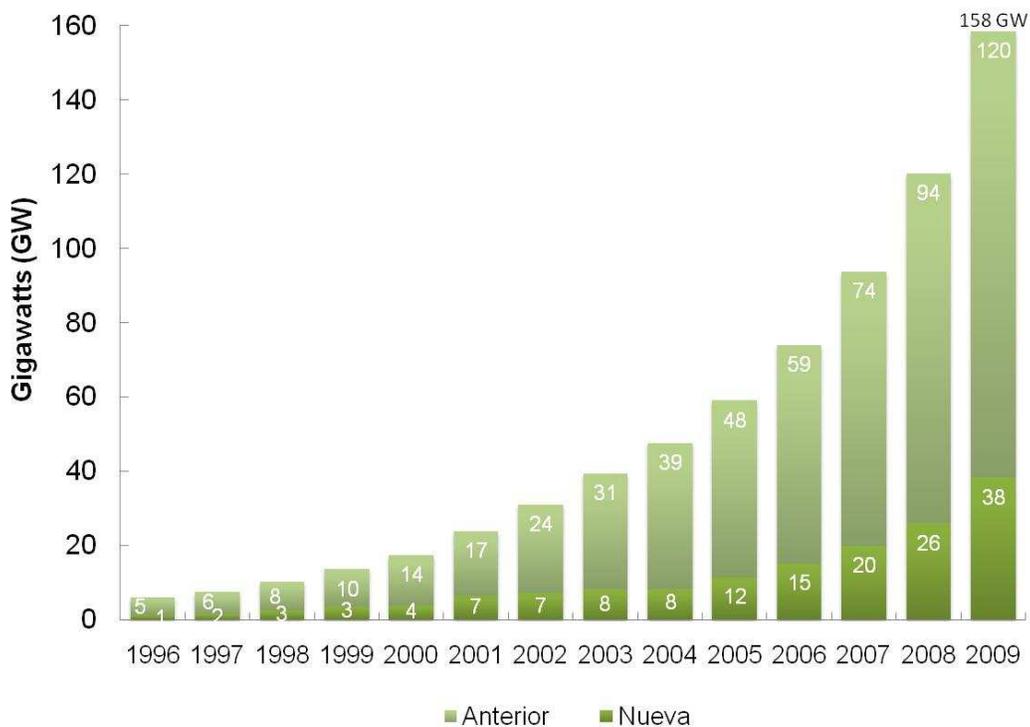
Con respecto a México, este país cuenta con un potencial técnico estimado de casi 40 GW, siendo el Istmo de Tehuantepec, en la zona de Oaxaca el que cuenta con un potencial de clase mundial que supera los 6,000 MW. Otros sitios con potencial eólico están en Baja California, Zacatecas, Hidalgo, Veracruz, Yucatán y Sinaloa. Pero a pesar de su enorme potencial el desarrollo de energía eólica en México es bajo debido a diferentes factores económicos, políticos y sociales.

Otra ventaja de la energía eólica es el tiempo de construcción el cual es menor en comparación con otras tecnologías de suministro de energía eléctrica, incluida la eólica marina la cual requiere mayor infraestructura y red de conexión y tarda de principio a fin menos de dos años, el cual es mucho menor en comparación con la centrales eléctricas

convencionales o las nucleares. La intermitencia es una de las desventajas de esta energía renovable y en mucho lugares por la noche es más intenso que por el día por lo que se recomienda su uso en conjunto con otras fuentes de generación de electricidad. Estudios recientes realizados por el Massachusetts Institute of Technology (Dizikes, 2010) sugieren que las redes eléctricas sean equipadas con sistemas de almacenamiento que puedan acumular energía durante la noche y descargar la energía durante las horas pico.

La capacidad eólica mundial total instalada ha tenido un rápido crecimiento. En los últimos diez años la capacidad mundial instalada aumentó 144 GW, pasando de 13.6 GW en 1999 a 158.5 GW en 2009 lo que equivale a una aumento promedio anual del 28% y la capacidad nueva instalada pasó de 3.4 GW en 1999 a 38.3 GW en 2009 (ver Figura VII.40).

Figura VII.40 Capacidad eólica total instalada.

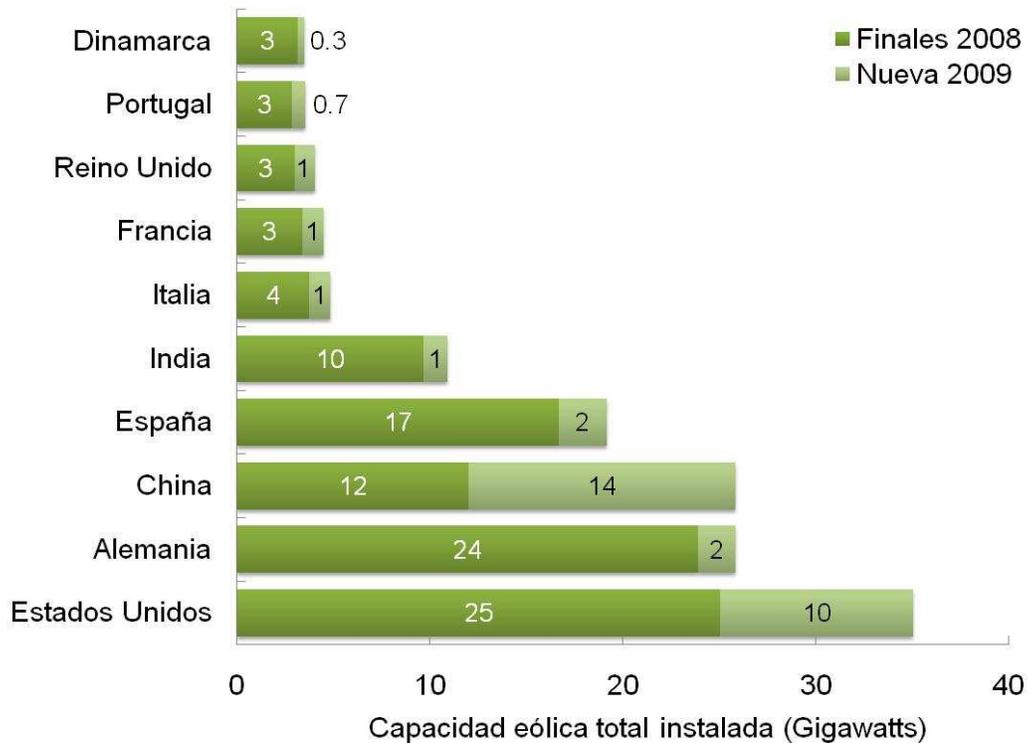


Fuente:(Global Wind Energy Council GWEC, 2010)

Como se puede ver en la Figura VII.41 de los países con mayor capacidad acumulada a diciembre de 2009 destaca Estados Unidos con una contribución del 22.1% del total (35 GW) seguido de Alemania con el 16.3% (26 GW) y China con el 16.3% (25 GW). Poco más de un tercio de la capacidad nueva instalada en el año 2009 fue realizada en China.

Actualmente en los mercados energéticos del mundo la energía eólica juega un papel muy importante, para el año 2009 las instalaciones de turbinas estaban valoradas en 45 millones de dólares y genero casi medio millón de empleos (Global Wind Energy Council GWEC, 2010), siendo Asia, América del Norte y Europa los que impulsaron este crecimiento cada uno de ellos instalando más de 10 GW de nueva capacidad para el año 2009.

Figura VII.41 Capacidad eólica total instalada para los principales países.



Fuente: (Global Wind Energy Council GWEC, 2010)

VII.3.1.1 Asia

Por primera vez el continente asiático es primer lugar en capacidad nueva instalada de energía eólica con 15.4 GW en el año 2009, siendo China el país impulsor de este crecimiento al elevar al doble su capacidad instalada llegando a un total de 25.8 GW y dejando en segundo lugar a Alemania.

El crecimiento del mercado eólico en China ha alentado la producción doméstica de turbinas eólicas y sus componentes, por lo que la oferta está empezando no solo a satisfacer la oferta interna sino también las necesidades internacionales principalmente en los componentes eólicos. India también tuvo un crecimiento importante en el año 2009 al instalar 1.3 GW y llegando así a una capacidad total de 10.9 GW.

VII.3.1.2 Estados Unidos

Debido a la crisis financiera y contrario a todas las expectativas Estados Unidos mantuvo su liderazgo en capacidad total instalada, aumentando su capacidad nueva para finales del año 2009 en un 39.8% (10 GW) llegando así a una capacidad total de generación de 35 GW y cubriendo el 2% del total de la demanda de electricidad en el país. Texas es el principal estado con más de 9 GW de capacidad total instalada seguido de Iowa con 3.6 MW.

VII.3.1.3 Europa

Europa siempre ha sido el continente con el mayor desarrollo mundial de energía eólica y en el año 2009 tuvo también un crecimiento superior a las expectativas con una capacidad nueva instalada de 10.5 GW incluyendo 582 MW en alta mar (offshore) llegando así a una capacidad eólica total de 76 GW. Alemania y España son los líderes en instalación eólica con 25.7 GW y 19.1 GW respectivamente.

VII.3.1.4 América Latina

El mercado de América Latina está comenzando a aprovechar el enorme potencial de energía eólica que posee, aunque comparado con los otros continentes su contribución es mínima. A finales del 2009 duplicó su capacidad instalada llegando a 622 MW. Cabe mencionar que están en desarrollo varios proyectos de eólicos lo que aumentara su contribución total instalada.

Brasil agregó a su cartera energética 264 MW de capacidad eólica llegando así a una capacidad total de 606 MW, actualmente tiene en construcción 154.4 MW y en desarrollo cerca de 560 MW.

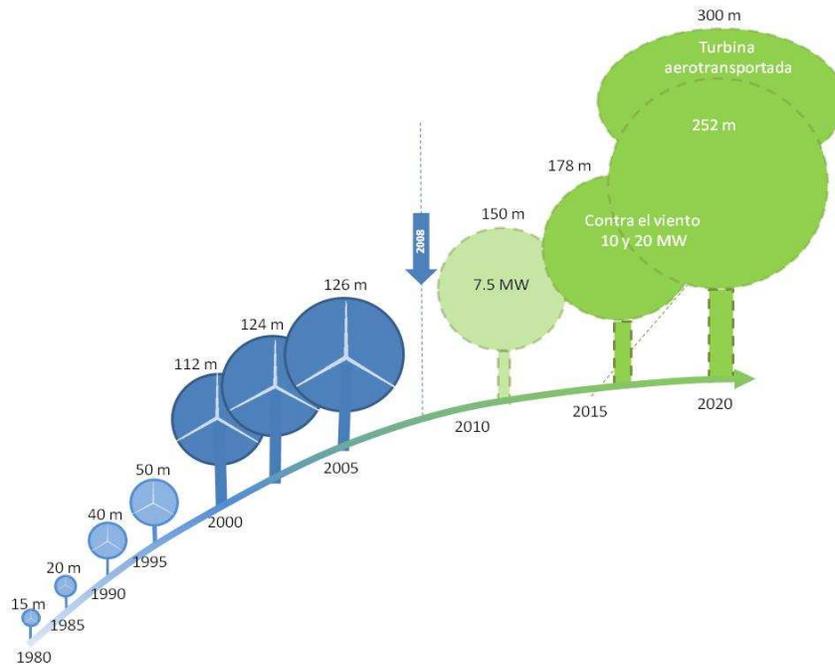
Con respecto a México, en el último año duplicó su capacidad colocándolo en el segundo mayor productor de energía eólica en América Latina, este aumento se debió a dos proyectos privados de autoabastecimiento, en el siguiente apartado analizaremos a más detalle el potencial y la situación actual de México.

VII.3.2 Tecnologías de aprovechamiento de energía eólica

A diferencia de los molinos del siglo XIX una turbina moderna está diseñada para operar de forma continua, sin vigilancia y con bajo mantenimiento durante más de 20 años o 120,000 horas de funcionamiento, pero la tecnología actual solo permite aprovechar los vientos horizontales, próximos al suelo, siempre que su velocidad no sea demasiado elevada ni baja.

El principal reto de la ingeniería para la industria eólica es el diseño de aerogeneradores eficientes para aprovechar al máximo la energía del viento y transformarla en electricidad. En los últimos 20 años las turbinas han aumentado de tamaño en un factor de 100, pasando de 25 kW a 2,500 kW (ver Figura VII.42) y el costo de la producción de la energía se ha reducido en un factor de más de cinco. Al mismo tiempo se ha desarrollado la ingeniería y las herramientas de cómputo necesarias para adaptarse al tamaño y volumen de las nuevas máquinas generadoras, pero todavía esta industria sigue evolucionando y proponiendo formas más eficientes de transformación de energía eléctrica.

Figura VII.42 Crecimiento del tamaño de las turbinas desde 1980.



Fuente: CMM 2010 con datos de La Asociación Europea de Energía Eólica (The European Wind Energy Association EWEA, 2009)

VII.3.2.1 Turbina Eólica

La turbina eólica o de viento es una maquina que se compone principalmente por un rotor el cual convierte la energía cinética del viento en energía mecánica. La energía mecánica del eje rotor puede ser aprovechada para diversas aplicaciones por ejemplo para bombear (aerobomba), accionar un dispositivo mecánico (aeromotor) o generar electricidad (aerogenerador). La electricidad generada se puede almacenar en baterías, o utilizar directamente.

Una turbina eólica moderna debe funcionar con un controlador automático e independiente de la estación de poder además es conveniente que las nuevas turbinas trabajen sin supervisión y con bajo mantenimiento durante su vida útil, la cual es de más de 20 años.

Para describir los principales componentes de un aerogenerador es necesario primero definir los tipos de turbina que se han desarrollado de acuerdo con varios criterios entre los cuales el principal es la posición del eje de rotación que puede ser vertical u horizontal.

Turbinas eólicas de eje vertical de rotación.- estos sistemas, como su nombre lo indica, poseen un rotor con un eje vertical de rotación y se clasifican a su vez en sistemas basados en arrastre y en sustentación, son conocidos como menos eficientes que los de eje horizontal, pero bajo un análisis teórico no debería ser así.

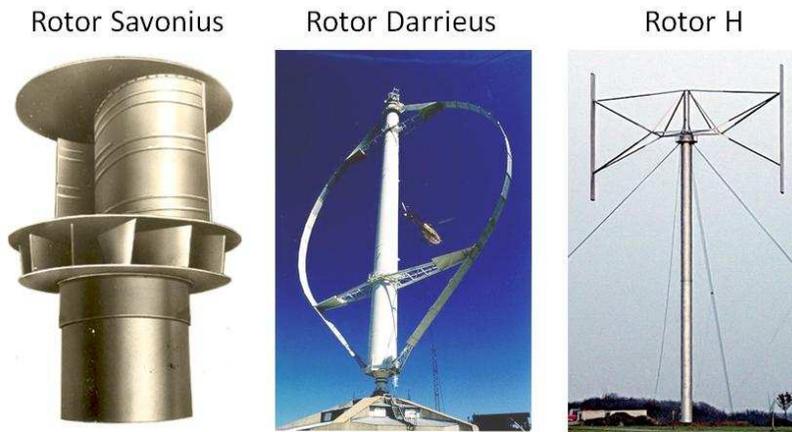
Un ejemplo es el rotor Savonius, el cual no necesita orientarse con respecto al viento para poder girar, esta turbina extrae la energía del viento por medio de dos semicilindros ahuecados desplazados. El torque de giro se produce debido al cambio del momento del

viento que pasa a través de ella y también por el efecto aerodinámico que da origen a una reacción perpendicular a una corriente de aire, cuando el cilindro gira dentro de ella, efecto conocido con el nombre de Magnus. Su eficiencia es más baja comparado con el rotor Darrieus, a pesar de tener un buen torque de partida.

El rotor Darrieus ha sido la única turbina de eje vertical que se ha fabricado para su comercialización. Las turbinas de rotor Darrieus consisten en aspas curvadas que van de la parte superior del eje a la parte inferior del mismo, formando un sólido geométrico de revolución al girar. El diseño de estos sistemas es simple facilitando el manejo de los engranes y el generador eléctrico, que se encuentran a nivel de suelo.

Una variación del diseño mencionado anteriormente es el rotor H que posee aspas rectas conectadas al rotor por puntales. El diseño de turbinas eólicas con rotores de eje vertical todavía sigue en desarrollo, pero presenta un gran potencial como otra opción para el aprovechamiento de la energía del viento en el largo plazo (ver Figura VII.43).

Figura VII.43 Rotores con eje vertical de rotación.



Fuente: (National Museum of American History, 2010, Stahlkocher, Opex Energy)

Entre las principales ventajas teóricas de los rotores de eje vertical es que se puede situar a nivel de suelo por lo que no necesitan una torre facilitando así su mantenimiento, no necesita un mecanismo de orientación para girar el rotor en contra del viento y puede llegar a ser más económica que la máquina de eje horizontal. Entre sus principales desventajas es que las velocidades del viento cerca del nivel del suelo son muy bajas, la eficiencia promedio no es alta, la máquina no es de arranque automático aunque se arregla utilizando el generador como motor de abastecimiento de corriente para arrancar.

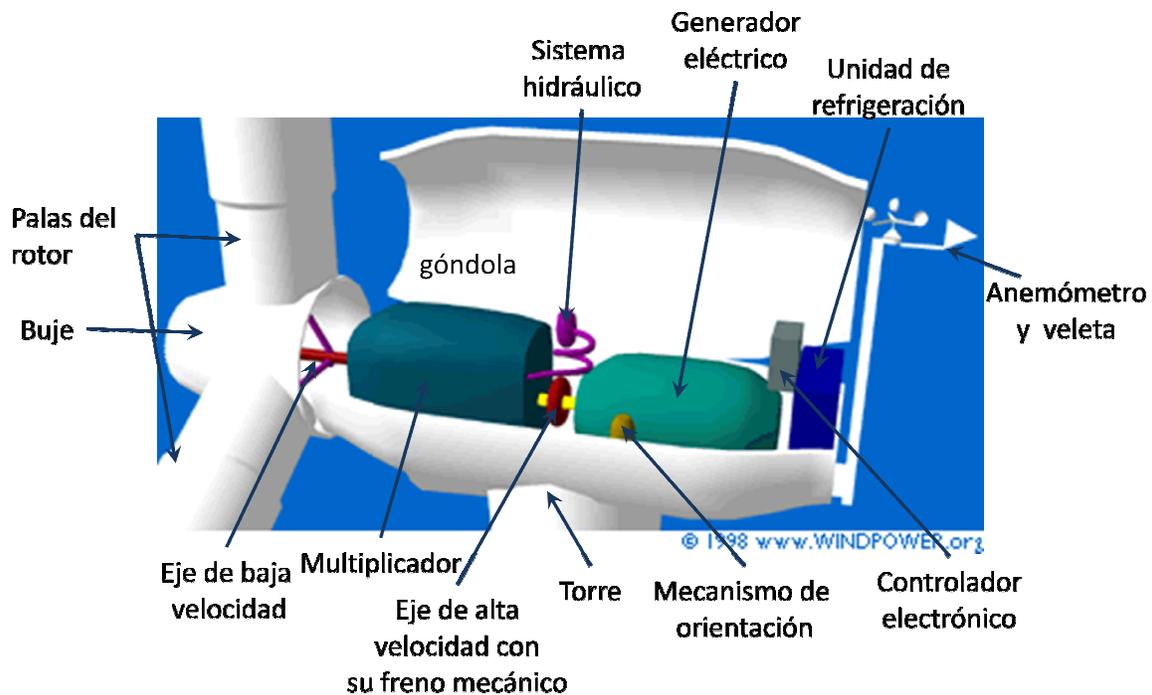
Turbinas eólicas de eje horizontal de rotación.- las turbinas de viento horizontales son las más comunes, estas a su vez se dividen en la que el rotor gira frente a la torre (barlovento) y las que rotan detrás de la torre (sotavento), ambas utilizan dos o tres aspas que están montadas en un eje en posición horizontal para formar el rotor.

El funcionamiento de estas turbinas está basado en el principio por el cual funcionan las alas de un avión. Cuando existe viento, se forma una bolsa de aire de baja presión en un lado del aspa que genera la fuerza de sustentación, que en caso de ser mayor a la fuerza de arrastre, mantendrá a la turbina en movimiento. El movimiento del eje está acoplado a

un generador eléctrico. Las turbinas modernas tienen rotores de tres aspas con diámetros de 70 a 80 m y se encuentran montadas en torres de 60 a 80 m. Las turbinas generalmente están colocadas en arreglos de 30 a 150 máquinas con una producción individual de 1.5 MW.

Los componentes principales de un aerogenerador horizontal a barlovento se muestran en la Figura VII.44, aquí no se presenta el transformador porque no forma parte de la turbina pero es un componente muy importante en la instalación para convertir el voltaje que entrega el aerogenerador a la red eléctrica.

Figura VII.44 Diagrama de los componentes principales de un aerogenerador.



Fuente: (Danish Wind Industry Association, 2003)

Torre de soporte.- la torre soporta la turbina de eólica, así como la góndola y los sistemas que ésta contiene. Las torres están construidas generalmente de concreto o acero y tienen forma tubular. La altura depende del tamaño de la turbina, pero para turbinas de tamaño mediano o grande la altura se encuentra entre 60 y 80 m, como se mencionó anteriormente. El diseño adecuado de las torres es muy importante para evitar problemas ocasionados por la vibración y la fatiga debido a la fluctuación del viento.

Torre tubular de acero. La mayoría de los grandes aerogeneradores utilizan torres tubulares de acero, fabricadas en secciones de 20-30 metros con bridas en cada uno de los extremos y son unidas en el mismo lugar con pernos, estas torres son de forma tronco-cónicas con el fin de aumentar la resistencia y ahorrar en material de construcción.

Torres de celosía. La torre es fabricada de perfiles de acero soldados, su ventaja radica en el costo debido a que requiere la mitad de material que una torre tubular sin sustentación adicional con la misma rigidez su desventaja es la apariencia visual por lo no son utilizadas en los aerogeneradores modernos.

Torres de mástil tensado con vientos. Estas torres se utilizan más en aerogeneradores pequeños su ventaja es el ahorro de peso y por lo tanto de costos, su desventaja es el difícil acceso a la zona cercana a la torre por lo que no se recomiendan en zonas agrícolas.

Torres híbridas. Están construidas de diferentes combinaciones de las mencionadas anteriormente, un ejemplo es la torre de tres patas que es un híbrido entre la de celosía y la torre tensada con vientos.

La altura de las torres actuales varía según la potencia nominal de la turbina y el diámetro del rotor, Tabla VII.18.

Tabla VII.18 Altura de las torres de acuerdo a la potencia nominal y el diámetro del rotor.

Altura de la torre (metros)	Potencia nominal de la turbina (kW)	Diámetro del rotor (metros)
65	600-1,000	40-65
65-114	1,500-2,000	70-80
120-130	4,500-6,000	112-126

Fuente: (Moreno-Figueroa, 2006)

Rotor.- existen dos tipos de rotores. Los rotores a barlovento son aquellos que están de cara al viento su principal ventaja de estos rotores corriente arriba es que evita el abrigo del viento tras la torre la gran mayoría de las actuales turbinas son de este tipo su principal desventaja es que el rotor necesita ser inflexible y estar a cierta distancia de la torre además este tipo de rotores necesitan un mecanismo de orientación para mantenerse cara al viento.

Los rotores a sotavento tiene el rotor situado en la cara a sotavento de la torre, su ventaja es que el rotor puede hacerse más flexible lo que hará que las palas se curvarán a altas velocidades del viento quitándole parte de la carga a la torre su principal inconveniente es la fluctuación de la potencia eólica debida al paso del rotor a través del abrigo de la torre.

Los diseños de turbina actuales, requieren de una velocidad mínima de viento de 5 m/s. Estos dispositivos, alcanzan su potencia nominal a una velocidad de 12 a 14 m/s. Un control de velocidad, limita la potencia de la turbina para prevenir la sobrecarga del generador y del tren motriz, y es por ello que a una velocidad de viento de 22 a 25 m/s, el sistema de control detiene el movimiento de las aspas. La eficiencia de operación del rotor debe de ser máxima, aprovechando la energía cinética del viento, o parando la máquina en condiciones de viento extremo. Las turbinas extraen aproximadamente el 50% de la energía de la corriente de aire debajo de la velocidad nominal del viento.

Góndola y tren de fuerza.- La góndola es la que soporta la maquinaria de la turbina y debe ser capaz de rotar para seguir la dirección del viento, por lo que está unida a la torre con rodamientos. Su diseño depende de la ubicación que el fabricante le dio a los componentes del tren de fuerza que constan del eje rotor con los cojinetes, caja multiplicadora, generador, acoplamiento y freno.

Aspas.- Las aspas captan el viento y es por ello que el diseño aerodinámico y los materiales de construcción de las mismas es de gran importancia para el buen funcionamiento de las turbinas eólicas. El diseño se basa en las condiciones específicas del viento dominante de la región en la que se instalarán. Actualmente se trabaja en el diseño de aspas hechas a partir de materiales más ligeros y resistentes como la fibra de carbono para mejorar su resistencia a la fatiga. A pesar de que los métodos de diseño han mejorado, existe una gran oportunidad para nuevas mejoras.

El número de aspas o palas es importante, actualmente los ingenieros de aerogeneradores evitan construir grandes maquina con un número par de palas debido a la estabilidad de la turbina. Un rotor con un número impar de palas (tres como mínimo) se considera como un disco a la hora de calcular las propiedades dinámicas de la máquina (ver Figura VII.45).

Figura VII.45 Tipos de aerogeneradores de acuerdo al número de palas.



Fuente:(The European Wind Energy Association EWEA, 2009)

Un rotor con un par de aspas puede dar problemas de estabilidad en una turbina con estructura rígida debido a que en el momento que la aspa más alta se flexiona hacia atrás obtiene la máxima potencia del viento mientras que la pala más baja pasa por la sombra del viento de enfrente de la torre.

Actualmente la mayoría de las turbinas eólicas tienen diseño tripala con rotor a barlovento (viento frente a las aspas), con mecanismo de orientación a motores eléctricos y generador asíncrono, a este diseño se le conoce como el “concepto tripala danés” y se impone como el estándar en turbinas eólicas.

Los diseños bipala tienen la ventaja de ahorrar costos y peso, pero no han tenido éxito debido a que necesitan una mayor velocidad de giro para producir la misma energía que un tripala por ejemplo. Las turbinas bipala requieren de un diseño más complejo, con un rotor basculante (buje oscilante), es decir, el rotor debe tener la propiedad de inclinarse para evitar fuertes sacudidas en la turbina cada vez que una de las palas pasa por la torre lo que requiere de amortiguadores adicionales que eviten que las palas del rotor choquen contra la torre. Los generadores monopala no son muy comerciales debido a que tienen los mismos inconvenientes que los bipala o en mayor proporción. Además de una mayor velocidad de giro y de impacto visual necesitan un contrapeso en el lado del buje opuesto a la pala para equilibrar el rotor anulando el ahorro en costos y peso comparado con uno bipala.

Caja multiplicadora.- Es un multiplicador de velocidad que convierte el movimiento rotacional de 18-50 rpm del rotor en aproximadamente 1,750 rpm con que rota el generador. Su tarea principal es acoplar las bajas velocidades de rotación del rotor y las altas velocidades del generador y soportar las amplias variaciones de la velocidad del viento. Existen turbinas sin cajas multiplicadoras conocidas como turbinas de conexión directa (ENERCON es de los fabricantes más conocido de este tipo de turbinas).

Generadores.- Su función principal es convertir la energía mecánica en energía eléctrica. Los aerogeneradores trabajan con una fuente de potencia variable. El voltaje generado en los grandes aerogeneradores (100 a 150 kW) es de aproximadamente 690 V de corriente alterna trifásica, esta corriente es enviada a través de un transformador para aumentar su voltaje entre 10,000 y 30,000 V, este dependerá del estándar de la red eléctrica local. Los generadores requieren de refrigeración para su buen funcionamiento, esta se lleva a cabo utilizando un ventilador para su refrigeración con aire mediante encapsulamiento del generador en un conducto. Los generadores que son refrigerados con agua requieren un radiador en la góndola para eliminar el calor del sistema de refrigeración por líquido. También es importante tener un sistema de arranque y parada del generador para no dañar el generador mismo, el multiplicador y la corriente de red del vecindario.

Existen generadores síncronos o asíncronos y con varias formas de conexión directa o indirecta a la red del generador. Cuando el generador está conectado directamente a la red de corriente alterna se le llama conexión directa y si la corriente que viene de la turbina pasa a través de una serie de dispositivos eléctricos que ajustan la corriente para igualarla a la red se dice que es una conexión indirecta. En los generadores asíncronos esto ocurre de forma automática.

Control de potencia.- Todos los aerogeneradores cuentan con un tipo de control de potencia, debido a que están diseñados para rendir al máximo con velocidades de viento alrededor de 15m/s y en caso de vientos más fuertes es necesario gastar parte del exceso de la energía del viento para evitar daños al aerogenerador. Hay dos formas de control de potencia:

Aerogeneradores de regulación por cambio del ángulo de paso (pitch controlled).- en este caso el controlador electrónico comprueba varias veces por segundo la potencia generada, cuando esta alcanza valores altos el controlador envía una señal al mecanismo de cambio del ángulo de paso, haciendo girar las palas del rotor ligeramente fuera del viento y cuando los valores son bajos las palas giran hacia el viento. Por lo tanto las palas del rotor deben tener la capacidad de girar alrededor de su eje longitudinal (variar el ángulo de paso). En este tipo de aerogeneradores el ordenador generalmente girará las palas unos cuantos grados

cada vez que el viento cambie para asegurar un máximo rendimiento. El mecanismo de cambio del ángulo de paso por lo general funciona de forma hidráulica.

Aerogeneradores de regulación (pasiva) por pérdida aerodinámica (stall controlled).- Este tipo de aerogeneradores tienen las palas del rotor unidas al buje en un ángulo fijo, pero el perfil de la pala se ha diseñado de manera aerodinámica para asegurar que en el momento en que la velocidad del viento sea alta, se creara turbulencia en la parte de la pala que no da al viento, esta pérdida de sustentación evita que la fuerza ascensional de la pala actúe sobre el rotor. La ventaja principal de este tipo de regulación es que se evitan las partes móviles del rotor y un complejo sistema de control pero es un reto de diseño aerodinámico para evitar las vibraciones provocadas por la pérdida de sustentación. Casi dos terceras partes de los aerogeneradores instalados en el mundo son por regulación por pérdida aerodinámica.

Aerogeneradores de regulación activa por pérdida aerodinámica.- Cada día más aerogeneradores grandes (más de 1 MW) están siendo desarrollados por este sistema. El principio es muy parecido al de los aerogeneradores de regulación por cambio del ángulo de paso, sin embargo, cuando alcanza su potencia nominal la maquina aumentara el ángulo de paso de las palas para llevarlas a una posición de mayor pérdida de sustentación y así consumir el exceso de energía del viento (lo contrario a los de regulación por cambio de ángulo de paso). Este mecanismo suele operar mediante sistemas hidráulicos o motores eléctricos paso a paso. Su elección dependerá mucho de un análisis del costo.

Otros.- Algunos generadores modernos utilizan alerones (flaps), otra posibilidad teórica es que el rotor oscile lateralmente fuera del viento para disminuir la potencia (regulación por desalineación del rotor), actualmente solo se lleva a cabo en aerogeneradores muy pequeños (menos de 1 kW).

Mecanismo de orientación. El mecanismo de orientación se encarga de mover la turbina de manera que el rotor se encuentre en una dirección paralela al viento. Las turbinas pequeñas utilizan veletas de cola, mientras que para turbinas grandes, existen sistemas más complejos de control que poseen sensores de viento, así como un sistema de engranes y motor que mueven la turbina.

Casi todos los aerogeneradores de eje horizontal emplean orientación forzada, la cual consiste en un mecanismo que mantiene la turbina orientada en contra del viento mediante motores eléctricos y multiplicadores.

Sistema eléctrico. Las turbinas eólicas poseen un generador que produce electricidad. La velocidad del eje accionado por las aspas se ajusta a la velocidad requerida por el generador a través de un sistema de transmisión. La mayoría de las turbinas eólicas que están conectadas a la red, utilizan generadores síncronos o de inducción, aunque también existen turbinas que utilizan alternadores o generadores de imán permanente. Existen generadores síncronos de diseño especial que están acoplados directamente al eje de la turbina, eliminando la necesidad de tener engranes o sistemas de transmisión. Asimismo, existen turbinas que operan a una velocidad variable para un rango fijo de velocidades.

Sistema de control.- La operación de las turbinas eólicas se lleva a cabo a través de varios controles. Las turbinas poseen sensores y actuadores, así como hardware y software que en conjunto pueden monitorear y controlar su funcionamiento. Los sensores generan ciertas señales que son manejadas por el hardware y software, y éstos, a su vez

mandan señales para que los actuadores entren en operación. Básicamente, las turbinas poseen controles de supervisión y de seguridad. Los controles de supervisión controlan la operación de la turbina, es decir, encienden y apagan la turbina, conectan o desconectan el generador y monitorean su funcionamiento. Los controles de seguridad, actúan como un respaldo al sistema de control antes mencionado, en caso de que éste falle.

Seguridad.- Los componentes de una turbina eólica están diseñados para durar 20 años o más de 120,000 horas de funcionamiento por lo general bajo condiciones climáticas extremas. Estas turbinas están equipadas de varios dispositivos de seguridad para garantizar su buen funcionamiento durante toda su vida útil entre los más importantes:

Sensores. Comúnmente son usados los sensores de vibraciones el cual consiste básicamente de una bola que reposa sobre un anillo y esta conectada a un interruptor a través de una cadena. Su función es que si la turbina empieza a vibrar la bola se caerá del anillo y apagará la turbina. Existen más sensores en la góndola como son termómetros electrónicos para controlar la temperatura del aceite en el multiplicador y la temperatura del generador.

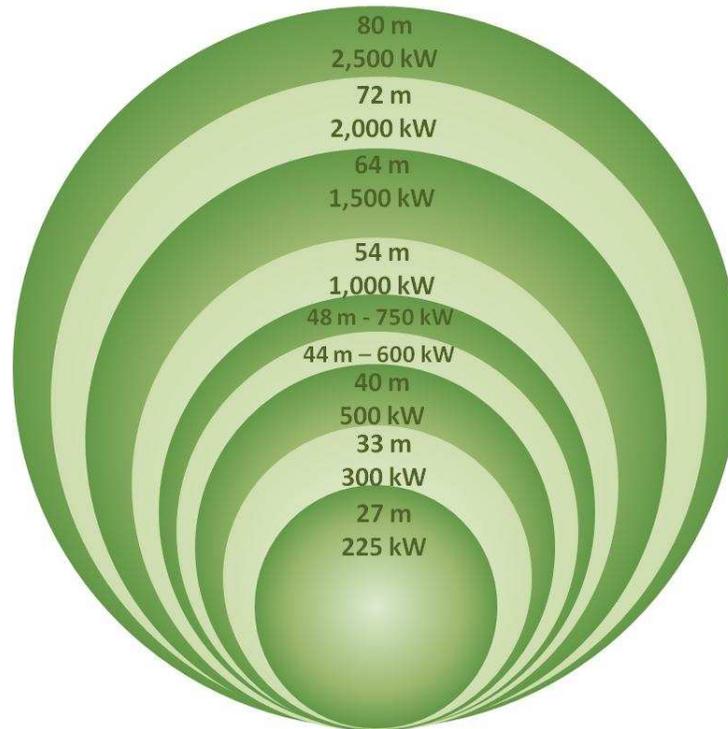
Protección contra el embalamiento. Es importante que una turbina pare automáticamente en caso de existir una falla en su funcionamiento, por lo que es necesario contar con un sistema de protección contra el embalamiento.

Sistema de freno aerodinámico. Consiste básicamente en girar las palas del rotor unos 90 grados alrededor del eje longitudinal (turbinas de regulación por cambio en el ángulo de paso o turbinas de regulación activa por pérdida aerodinámica) o en girar 90 grados la punta de las palas del rotor (turbinas de regulación por pérdida aerodinámica). Están accionados con resortes para asegurar su funcionamiento en caso de fallo de suministro eléctrico y se activa cuando el sistema hidráulico de la turbina pierde presión y una vez superada la situación crítica el sistema hidráulico de la turbina devuelve las palas o la punta de las palas a su posición original. Esta es una forma común de frenar una turbina moderna sin dañarla.

Sistema de freno mecánico. Este es utilizado únicamente como sistema de apoyo del sistema descrito anteriormente. Las turbinas de regulación por cambio de ángulo de paso no suelen necesitar activar el freno mecánico solo cuando se les da mantenimiento debido a que el rotor casi no tiene movimiento cuando las palas están giradas 90 grados.

Tamaño.- El área del disco cubierto por el rotor (y la velocidad del viento) determinarán la energía recolectada. La Figura VII.46 nos muestra los tamaños de rotor que más comúnmente se usan en aerogeneradores, aunque pueden variar dependiendo del fabricante debido a la optimización del sistema y el lugar a instalar, por ejemplo en una turbina de 600 kW los tamaños del rotor pueden variar entre 39 a 48 m.

Figura VII.46 Tamaño de aerogeneradores y potencia producida.



Nota: El área del disco cubierto por el rotor (y por supuesto por la velocidad del viento) determina cuanta energía podemos colectar en un año. El dibujo da una idea del tamaño del rotor

Fuente: (Danish Wind Industry Association, 2003)

Materiales.- Los materiales utilizados para la construcción de turbinas incluyen concreto, madera, metal y compuestos de plástico reforzados con fibra de vidrio. Las torres están comúnmente hechas de acero, mientras que generadores, transmisiones, tren de dirección y el mecanismo de orientación están hechos de acero.

Las aspas de las turbinas deben de estar construidas de la manera más ligera posible. Las palas de las turbinas modernas en su mayoría están fabricadas con plástico reforzado con fibra (GRP), es decir, poliéster o epoxy reforzado con fibra de vidrio. Otra opción técnicamente viable es el uso de fibra de carbono o aramidas (Kevlar) como material de refuerzo pero tiene un costo alto. Los materiales compuestos (composites) de madera, madera-epoxy o madera-fibra-epoxy están en desarrollo aunque todavía no son comerciales. Con respecto al uso de aleaciones de acero y de aluminio han presentado problemas de peso y fatiga del metal respectivamente y en la actualidad solo se utilizan en aerogeneradores muy pequeños.

Las turbinas eólicas también cuentan con recubrimientos para proteger a todos los componentes de las mismas, y en especial para las aplicaciones mar adentro.

En conclusión la arquitectura básica de una turbina eólica no ha cambiado mucho, siendo los aerogeneradores horizontales y contra viento (barlovento) los más comunes, la mayoría son de tres palas y por lo general tienen una incidencia frontal independiente, con un eje de baja velocidad conectado a una caja de cambios que ofrece una velocidad de salida adecuada para un generador, por lo general, de cuatro polos.

Los aerogeneradores grandes son de regulación pasiva por pérdida aerodinámica (stall controlled) pero para las futuras máquinas parece haber un consenso de cambiar a regulación pitch (regulación por cambio del ángulo de paso). Con respecto a las estructuras de apoyo las más comunes son las torres tubulares de acero y la altura de la torre depende del sitio donde se va a colocar.

1.3.2. TENDENCIAS TECNOLÓGICAS

Diversos estudios indican que la energía eólica apunta como una de las renovables con más competitividad, desarrollo y mayores probabilidades de crecimiento. Los avances tecnológicos han aumentado la eficiencia y disminuido los costos de los aerogeneradores (los de última generación multiplican por 100 la energía conseguida en comparación con los primeros modelos) además de reducir la mortandad entre aves y el ruido generado por las aspas.

Como se mostró en la Figura VII.42, la tendencia con respecto al tamaño de la turbina ha ido a la alza pero se ha visto un pausa de crecimiento a turbinas más grandes a partir de 2004. Actualmente el aerogenerador más grande del mundo se encuentra en Emden, Alemania con una capacidad de 6 MW, aunque se aumentó la potencia nominal de las turbinas el tamaño físico del rotor es casi el mismo al del año 2004.

De acuerdo con el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), el progreso en la mejora de las tecnologías para cada una de las partes de las turbinas, mejorará el rendimiento de las mismas. El DOE realizó un análisis de las tecnologías necesarias para que la energía generada a partir del viento represente el 20% de la energía total generada en los Estados Unidos para el año 2030 (Energy Efficiency and Renewable Energy U.S. DOE, 2008). A continuación se presentan las tecnologías que se esperan que puedan mejorar la eficiencia de estos equipos.

Rotor. Las mejoras en los rotores radican en el uso de mejores materiales y controles. La longitud de las aspas es de importancia, ya que a mayor longitud, existe una mayor captación de energía. Sin embargo, esto ocasiona un mayor peso y mayores cargas estructurales y es por ello que se necesitan de materiales que sean ligeros y resistentes, como los mencionados con anterioridad. Una alternativa que está siendo evaluada es la adopción de aspas que cambien de tamaño de acuerdo a la intensidad del viento. En 2004, Energy Unlimited Inc., inició un proyecto en el que evaluó el uso de aspas de tamaño variable. En el proyecto se ha estudiado el comportamiento de la turbina a varios tamaños de aspa para su calibración y el establecimiento de curvas de potencia. Además del uso de aspas de longitud variable, se ha propuesto el uso de materiales compuestos que permitan que el aspa se doble, así como diseños curvados de aspas. El uso de controles que puedan detectar las cargas del rotor y que pueda suprimir las cargas transferidas a las otras partes de la estructura, corresponde a la otra alternativa de mejora en el rotor.

Torres. La altura de las torres es importante para captar vientos con velocidades mayores y es por ello que se investiga el desarrollo de materiales que puedan elevar las turbinas a mayores alturas, así como el uso de controles que puedan mitigar el movimiento de la misma.

Control activo. Se incluye el uso de controles activos que puedan mover el ángulo de ataque de las aspas y también manipulen el torque del generador. Estos dispositivos podrán reducir el movimiento de la parte superior de la torre, las fluctuaciones de potencia, cargas asimétricas del rotor, así como cargas de aspas individuales.

Tren motriz.- las pérdidas de energía ocasionadas por los sistemas utilizados para la generación de potencia pueden llegar a ser considerables, por lo que dentro de las tecnologías que se consideran para mejorar la eficiencia de las turbinas, se incluyen generadores de imán permanente y sistemas motrices directos. Se han considerado diferentes materiales que podrían ser utilizados para la construcción de imanes permanentes. Dentro de estos materiales se incluyen las tierras raras o el carburo de silicio. Los sistemas motrices directos se presentan como una solución a la reducción del uso de engranes en el tren motriz. La reducción de las etapas de engranes, es una solución alternativa a la reducción de pérdidas en engranes.

VII.3.2.2 Innovaciones futuras

Turbinas eólica suspendida en el aire.- El motivo del desarrollo de esta tecnología es que los vientos a altitudes altas son más constantes y más intensos. Estos sistemas consisten de un dispositivo aéreo similar a un cometa que captura energía eólica a través de rotores giratorios, enviando después la electricidad obtenida al suelo, a través de un cable que sujeta dicho dispositivo. Varios de estos sistemas han sido patentados y tienen tiempo estudiándose.

Kite Gen.- Este sistema está basado en cometas con base a tierra y sujetados por cables de manera que conforme asciende a altitudes de 800 a 1,000 metros, hacen girar dos cilindros que a modo de dinamo producen energía (ver Figura VII.47). El patrón de vuelo de cada una de estas cometas es controlado desde tierra para maximizar su eficiencia. Su forma es parecida a un carrusel rotatorio (Kite Gen, 2009).

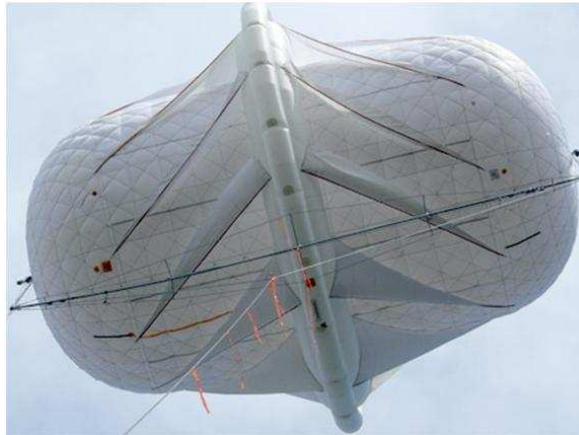
Figura VII.47 Sistema Kite Gen Carrousel



Fuente: (Kite Gen, 2009)

Magenn.- Entre las últimas tecnologías analizadas esta Magenn Air Rotor System (MARS) el cual consiste en un dispositivo suspendido en el aire, a unos 300 m, que rota atado sobre su eje horizontal (ver Figura VII.48) para generar electricidad. La energía eléctrica se transfiere por el cable de sujeción a un transformador en tierra que luego es transferida a la red eléctrica. El sistema funciona a través de un depósito de gas helio, el cual es cerrado de forma cilíndrica, que sostiene al rotor y hace subir el dispositivo a altitudes donde los vientos son más fuertes y en una zona restringida y controlada. El sistema es móvil por que se puede trasladar de un lugar a otros donde los vientos sean mejores (Magenn).

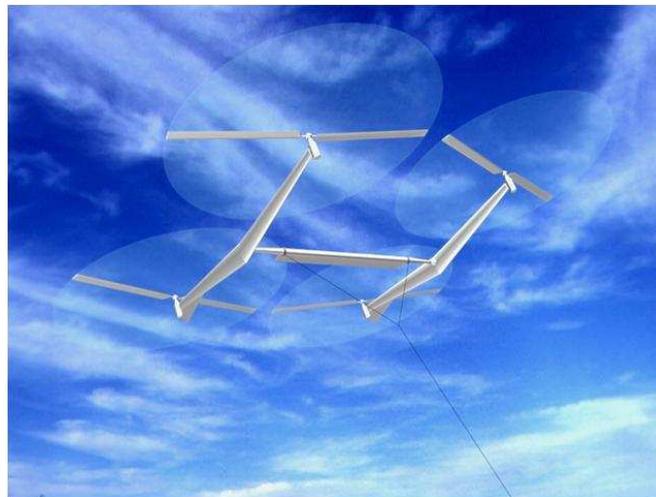
Figura VII.48 Magenn Power Rotor System.



Fuente:(Magenn)

Sky WinPower.- La empresa Sky WinPower empresa ha diseñado un sistema con un principio similar al anterior pero de un solo cometa con cuatro turbinas, cada una de ellas con rotores giratorios, este cometa transfiere la electricidad a un central en tierra a través de su cable de sujeción (ver Figura VII.49) (Sky WindPower Corporation, 2009).

Figura VII.49 Sistema Sky WinPower



Fuente:(Sky WindPower Corporation, 2009)

Uno de los problemas a los que se enfrentan este tipo de tecnologías es la fluctuación de las corrientes de alta altitud aunque por lo general a esta alturas el viento tiene una densidad de potencia mayor que a bajas altitudes a veces deja de fluir lo que provocaría cortes al suministro eléctrico, pero son problemas propios de este tipo de energía renovable. Otra desventaja es la posible interferencia con los aviones lo que solucionaria restringiendo las áreas en donde estén colocados estos cometas.

Maglev.- Otra innovación son las turbinas eólicas maglev de eje vertical de levitación magnética, las cuales son producidas en China por la empresa Zhongke Hengyuan Energy Technology la cual ha invertido 400 millones de yuanes y ha declarado que se han empezado a producir turbinas en serie con capacidades entre los 400 a 5,000 watts (Pueblo en línea, 2007).

Estas turbinas utilizan imanes para reducir la fricción lo que hace que las turbinas funcionen con vientos de hasta 1.5 m/s y empezar a producir energía eléctrica a los 3 m/s, otra ventaja que declaran los productores de estas turbinas es su bajo costo de mantenimiento y una mayor vida útil del generador (Maglev wind turbine technologies, 2007).

Ampelmass.- Está siendo investigado en la Universidad Tecnológica de Delft (TUDelft). Es una plataforma que se mantiene estable en el mar gracias a zancos hidráulicos que resisten y absorben la fuerza de las olas (ver Figura VII.50) (Delft University of Technology TUDelft, 2010).

Figura VII.50 Sistema Ampelmass.



Fuente:(Delft University of Technology TUDelft, 2010)

VII.3.3 Costos

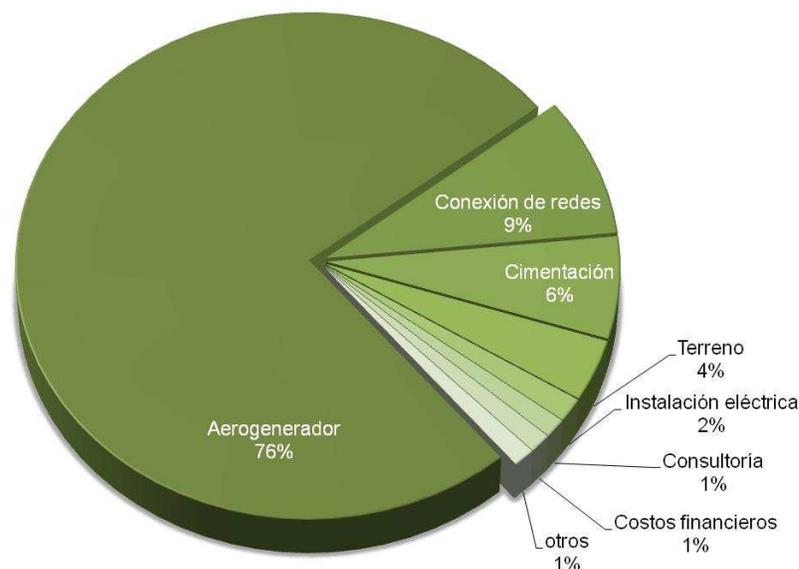
Debido a las mejoras continuas y a los avances tecnológicos en la energía eólica además del aumento en el precio de los combustibles fósiles, la energía eólica cada día es más competitiva económicamente en comparación con la generación de electricidad tradicional. En lugares con vientos de alta velocidad la energía eólica es hoy en día totalmente comercial.

La energía eólica es quizás hoy en día la más avanzada de las nuevas tecnologías de energía renovable pero todavía se tiene mucho por avanzar.

El mayor costo en una turbina por lo general se debe al aerogenerador en si, en la Figura VII.51 se presenta la distribución de costos aproximados para una turbina de 1-2 MW.

Aunque los costos de inversión por kilowatt habían tenido una tendencia de ir a la baja en los últimos tres a cuatro años existió una desviación a esta tendencia. En el año 2007 los aerogeneradores por encima de 1 MW representaban más del 95% de presencia en el mercado, pero los de capacidad de 2.5 MW o más han ido incrementando su presencia en el mercado internacional. Por lo tanto los incrementos de altura de los generadores traen consigo una mayor producción de energía. También se han mejorado considerablemente los métodos de evaluación de áreas potenciales para la producción de energía eólica, mejorando así la elección del emplazamiento y la economía de los nuevos aerogeneradores. Pero los costos de inversión total se incrementaron en 2006 en un 20% comparados con los de 2004, debido principalmente al aumento en la demanda internacional de aerogeneradores, en combinación con el aumento en los precios de materias primas y restricciones en la oferta. Con respecto a la energía eólica marina, esta representa aproximadamente el 1% del total de capacidad de energía eólica mundial, teniendo su desarrollo principalmente en el Mar del Norte y en el Mar Báltico. La mayor parte de la capacidad instalada esta en aguas poco profundas (menos de 20 m) y no más de 20 km de la costa, esto es para minimizar los costos de cimentación, cables marinos y mantenimiento (The European Wind Energy Association EWEA, 2009).

Figura VII.51 Composición de los costos en turbinas eólicas de 1-2 MW.



Nota: Precios referidos al 2006

Fuente:(The European Wind Energy Association EWEA, 2009)

Al igual que la eólica terrestre los costos de la eólica marina han aumentado, las principales diferencias entre ambas se debe al encarecimiento de la cimentación, la estación transformadora y los cables de transmisión.

De acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía, los costos de inversión reportados para 2008, para proyectos europeos en tierra fue de 1.45 a 2.6 millones de dólares por MW. En América del Norte, los costos fueron de 1.4 a 1.9 millones de dólares por MW,

mientras que en Japón fueron de 2.6 a 3.2 millones de dólares por MW. Para el caso de China e India, los costos se encuentran alrededor de 1 millones de dólares por MW. La tendencia histórica en el costo de inversión, presenta una disminución desde 1980, con un aumento considerable en 2004 debido a problemas en el suministro de componentes de turbinas.

Los costos nivelados de generación de electricidad, varían considerablemente de acuerdo con los costos de inversión y de capital de inversión, la calidad del recurso eólico, requerimientos de operación y mantenimiento, la edad de las turbinas, y la fecha de puesta en marcha del proyecto. El rango propuesto por el estudio va de 70 dólares/MWh a 130 dólares/MWh. Asimismo, se presentan costos en Estados Unidos que incluyen el beneficio del crédito fiscal a la producción, siendo de hasta 20 dólares/MWh. Los avances en la tecnología han reducido los costos de operación y mantenimiento para proyectos construidos después del año 2000, hasta 12 dólares/MWh.

Los costos de inversión para turbinas eólicas en mar adentro, puede llegar a ser del doble con respecto a turbinas en tierra. A pesar de que no existe mucha información sobre costos para turbinas en el mar, éstos han sido de 3.1 millones de dólares/MW en el Reino Unido y 4.7 millones de dólares/MW en Alemania y Holanda. El costo nivelado de la energía va de 110 dólares/MWh a 131 dólares/MW, mientras que los costos de operación y mantenimiento en el Reino Unido para proyectos construidos después de 2005 van de 21 dólares/MWh a 48 dólares/MWh. La Tabla VII.19 muestra un resumen del costo de los proyectos eólicos.

Tabla VII.19 Resumen de costos de proyectos eólicos.

Costos	Proyectos eólicos en tierra	Proyectos eólicos en el mar
Costos de inversión (dólares/MW)	1.4 - 2.6	3.1 - 4.7
Costos de operación y mantenimiento (dólares/MWh)	12 - 32	21 - 48
Costos nivelados de generación de electricidad (dólares/MWh)	70 - 130	110 - 131

Fuente: (International Energy Agency IEA, 2009b)

VII.3.4 Beneficios e impactos ambientales de la energía eólica

Se sabe que cada fuente de energía tiene diferentes impactos ambientales. Las energías fósiles tiene un alto impacto en el agotamiento de recursos naturales y en las emisiones que estos conllevan al quemarse, las energías renovables no tienen este impacto pero si otros que se pueden cuantificar.

En Europa se han realizado análisis de ciclo de vida para determinar los impactos ambientales derivados de las energías eólicas terrestres y marinas y los comparan con las otras energías convencionales. La energía eólica junto con otras energías renovables se han propuesto como una opción ante el problema del cambio climático para reducir las emisiones de CO₂ derivadas de la generación energética debido a que durante su fase

operativa no contaminan. Sin embargo es necesario cuantificar los impactos ambientales durante sus otras fases de vida. El análisis debe considerar todas las emisiones, cargas ambientales y necesidad de recursos derivados de la construcción de los parques eólicos, operación, desmantelamiento y todos los procesos necesarios para la generación de energía eólica.

Cada estudio de ciclo de vida para la energía eólica puede tener diferentes supuestos y metodologías por lo que llegan a tener discrepancias en los resultados, sin embargo la comparación con otras fuentes de generación de energía puede dar una idea sobre el desempeño ambiental de la energía eólica. Para llevar a cabo el análisis de ciclo de vida se puede dividir en cinco fases:

- Construcción que comprenderá la producción de las materias primas necesarias para la fabricación de la torre, góndola, y todas las partes del aerogenerador así como los cables para la conexión a la red.
- Instalación y Montaje.- incluye todo lo necesario para construir el aerogenerador y su montaje en el lugar de operación, también se incluye el transporte y construcción.
- Transporte.- se toman en cuenta los sistemas de transporte para obtener las materias primas de los diferentes componentes del aerogenerador, por ejemplo, el transporte de los componentes al lugar de operación
- Operación.- incluye todo lo relacionado con el mantenimiento de la turbina (cambio de aceite, lubricación, transporte del personal y equipo para el mantenimiento)
- Desmantelamiento.- Cuando la vida útil de la turbina llega a término es necesario la obra de desmantelamiento y transporte de la zona de operación al sitio de disposición final. Es importante en esta fase tomar en cuenta el porcentaje de componentes que se reciclarán así como los materiales de recuperación por ejemplo el aceite lubricante.

VII.3.4.1 Otros impactos

Otros posibles impactos ambientales de las turbinas de vientos son el ruido, la interferencia electromagnética, el impacto visual, el cambio de uso de suelo, el impacto con aves y reservas naturales, señales de radio y radares así como los impactos con barcos, peces, crustáceos, mamíferos marinos, aves marinas y aves migratorias en el caso específico de las eólicas marinas.

El ruido debido a los aerogeneradores se debe a dos fuentes principales una de ellas es por equipos mecánicos o eléctricos como son la caja de cambios y el generador conocido como el ruido mecánico y la otra se debe a la interacción de la corriente de aire con las cuchillas que se refiere al ruido aerodinámico, los aerogeneradores modernos han reducido prácticamente el ruido mecánico a través de materiales de aislamiento en la góndola.

La Tabla VII.20 nos muestra los niveles comparativos de ruido de diferentes actividades entre ellas las de un aerogenerador.

Tabla VII.20 Niveles de ruido por tipo de actividad.

Fuente/Actividad	Nivel de ruido (decibeles)
Limite auditivo	0
Zona rural, ruido de fondo	20-40
Cuarto habitacional tranquilo	35
Parque eólico a 350 m	35-45
Automóvil, a 65 km/h a 100 m	55
Oficina Ocupada	60
Camión a 5 ^o km/h a 100m	65
Taladro neumático a 7 m	95
Jet a 250 m	105
Límite de dolor	140

Fuente: (Godfrey, 2004)

El paisaje es un concepto subjetivo y complejo y cada lugar puede tener su propia evaluación de impacto visual. Actualmente se cuentan con modelos computacionales que permiten el diseño del parque eólico de acuerdo a la particularidad del lugar y con sensibilidad hacia el paisaje circundante, tomando en cuenta las distancias mínima de las viviendas, color de las torres, diseño, cables subterráneos, etc., es decir, todas las medidas necesarias para reducir el impacto visual de los parques eólicos sobre el paisaje.

El uso de tierra es muy importante desde el inicio de proceso de planificación de un parque eólico para no afectar negativamente a las comunidades establecidas, reservas naturales, zonas circundantes y hábitats de gran valor para la conservación de la naturaleza. El proyecto solo será aprobado cuando se compruebe que no hay un efecto adverso sobre la integridad del sitio. Existe la probabilidad de afectación de la capa edáfica y erosión del suelo producido por actividades propias para la construcción y acceso del parque eólico así como para la red de conexión eléctrica

Debido a que los parques eólicos son estructuras móviles a grandes alturas representan un riesgo para las aves tanto residentes como migratorias sin embargo estos impactos son dependientes del sitio y de las especie de ave. Los principales factores que determinan la mortalidad de aves por colisión en parques eólicos son la topografía del paisaje, la dirección y fuerza de los vientos locales, las características de diseño de la turbina y la distribución espacial específica de la turbina.

La interferencia electromagnética es cualquier tipo de interferencia que potencialmente puede alterar, deteriorar o interferir el desempeño eficaz de un dispositivo electrónico. La sociedad moderna depende de la utilización de dispositivos que utilizan energía electromagnética como redes de comunicación y las turbinas de viento pueden interferir con el normal funcionamiento de las señales utilizadas en telecomunicaciones, navegación, o radar. Esta interferencia se puede producir por la torre, las cuchillas y el generador, sin embargo los aerogeneradores modernos suelen ser de materiales que reducen esta interferencia, pero cuando las torres están muy cerca de las viviendas es muy difícil descartar esta interferencia esto se puede evitar mediante una buena planificación del parque eólico o adoptar medidas para mitigarla.

Con respecto a los parques eólicos marinos además de los impactos de ruido, visual, interferencias con señales de radio y afectación a aves existen otras. El campo magnético puede afectar a organismos marinos como moluscos, crustáceos, peces y mamíferos marinos que utilizan el campo magnético de la tierra para orientarse durante la navegación, pero aún se desconoce si el campo magnético asociado con turbinas de viento influye en estos organismos marinos.

Se espera que las bases de los aerogeneradores marinos funcionen como arrecifes artificiales aumentando la población de peces en el área, funcionando como nuevos hábitat artificiales. Pero con los mamíferos marinos el efecto puede ser negativo se ha visto que durante la construcción y fase de operación de los parques eólicos la presencia física de las turbinas, el ruido durante la construcción, el ruido bajo el agua, el tráfico de los barcos y helicópteros puede alterar a los mamíferos haciendo que emigren hacia otras aguas. Los mamíferos marinos son muy dependientes de sus sistemas auditivos que utilizan para comunicarse entre ellos, orientarse y buscar comida, cualquier modificación a su entorno le puede ocasionar problemas y enfermedades. Por eso es importante evaluar el lugar en donde se ubicara el parque eólico y sus repercusiones.

VII.3.5 Potencial eólico en México

En el año 2009 México duplico su capacidad nueva instalada con 117 MW de capacidad, ascendiendo a un total de 202 MW de capacidad total para finales del 2009. Este aumento fue el resultado de dos proyectos privados de autoabastecimiento, la primera fase de "Eurus" con 37.5 MW y "La Ventosa" de parques ecológicos de México con 79.9 MW (Global Wind Energy Council GWEC).

México cuenta con un gran potencial técnico de energía eólica y con las mejores condiciones de América Latina. A pesar de su gran potencial el desarrollo en energía eólica ha sido lento debido a diversos factores como falta de incentivos económicos, problemas con el marco jurídico y falta de políticas para fomentar el uso de esta energía pero en 2009, fueron introducidas nuevas leyes y regulaciones al país para impulsar el desarrollo de las energías renovables lo que ha impulsado a que más de 560 MW de proyectos eólicos estén en desarrollo.

La estimación de potencial de energía eólica en México varía según la fuente, de acuerdo al Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL por sus siglas en inglés) ha estimado un potencial de capacidad para el Istmo de Tehuantepec en Oaxaca de 33,000 MW (Elliot, 2004.), en tanto el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), estima una capacidad a nivel nacional mayor de 5,000 MW. Otro estudio realizado por el Centro de Investigación en energía de la Universidad Nacional Autónoma de México (CIE-UNAM) estima un potencial de 35,000 MW (Jaramillo, 2009) y la Asociación Mexicana de Energía Eólica

estima un potencial de 10,000 MW (Asociación Mexicana de Energía Eólica AMDEE, 2009).

Los sitios con un alto potencial de energía eólica son el área de La Ventosa en Oaxaca la cual presenta factores de capacidad promedio mayores a 40%. Otros lugares son Baja California, Zacatecas, Hidalgo, Veracruz, Sinaloa y Yucatán.

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) tiene proyectado instalar en el año 2010, siete centrales de generación con una capacidad total de 568 MW y planea una instalación al año 2014 de 2,867 MW llegando a generarse en el país una capacidad total de energía eólica de 3,638 MW (Asociación Mexicana de Energía Eólica AMDEE, 2009) (ver Tabla VII.21).

De acuerdo con lo reportado por la comisión nacional para el uso eficiente de la energía, CONUEE (Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía CONUEE, 2010b) y United States Agency International Development (USAID) (Elliot, 2004.), las siguientes regiones que cuentan con un alto potencial eólico en México serian (ver Figura VII.52):

Sur del Istmo de Tehuantepec.- se estima un área de aproximadamente 1,000 km² con vientos intensos debido a un fenómeno monzónico entre el Golfo de México y el Golfo de Tehuantepec que origina un viento intenso desde el otoño hasta la primavera. En esta región se ha instalado la primera mini central eoloelectrica en México en La Venta, Oaxaca constituida por siete generadores de 225 kW. El mayor potencial de energía eólica en México se localiza en esta zona y se estima entre 5,000 a 7,000 MW con un factor de planta de casi el 45%.

Península de Baja California.- Este sitio cuenta con un gran potencial eólico debido a su geografía, donde se presentan las mejores condiciones es a lo largo de la Sierra de Juárez, en especial el poblado de la Rumorosa y zona aledañas. El potencial estimado para esta zona es de 1,000 MW de energía eólica Clase I y II pero otras proyecciones estiman un potencial de 1,8000 o hasta 2,400 MW (Luengo.2009b).

Altiplano norte.- Esta zona tiene potencial eólico debido a la corriente de chorro de octubre a marzo que como viento del poniente impacta en la Sierra Madre Occidental desde la región de Zacatecas hasta la frontera con los Estados Unidos además en la parte norte de Coahuila también existen áreas con vientos fuertes.

Región central.- Esta región conformada por Tlaxcala, Guanajuato, Pachuca prevalecen vientos alisios de verano, estos vientos complementan estacionalmente a los del altiplano norte y los del sur del Istmo de Tehuantepec. Debido a la geografía del lugar se prevé la existencia de innumerables pasos y mesetas donde el viento puede ser un recurso energético. El potencial eólico de estas dos regiones está estimado entre 3,000 a 4,000 MW.

Tabla VII.21 Proyectos de Energía Eólica en México.

Proyectos en Operación						
Proyecto	Ubicación	Esquema	Desarrollador	Turbinas	FOC	MW
La Venta	Oaxaca	OPF	CFE	Vestas	1994	1.6
La Venta II	Oaxaca	OPF	CFE	Gamesa	2006	83.3
Parques Ecológicos de México	Oaxaca	Autogeneración	Iberdrola	Gamesa	2009	79.9
Eurus, 1ra Fase	Oaxaca	Autogeneración	Cemex/Acciona	Acciona	2009	373.5
subtotal						202.28
Proyectos en Construcción						
Proyecto	Ubicación	Esquema	Desarrollador	Turbinas	FOC	MW
Bii Nee Stipa I	Oaxaca	Autogeneración	CISA-Gamesa	Gamesa	2010	26.35
Gobierno Baja California	Baja California	OPF	GBC/Turbo Power Services	Gamesa	2010	10
La Venta III	Oaxaca	PEE	CFE/Iberdrola	Gamesa	2010	101
Oaxaca I	Oaxaca	PEE	CFE/EYRA	Vestas	2010	101
La Mata-La Ventosa	Oaxaca	Autogeneración	Eléctrica del Valle de México (EDF-EN)	Clipper	2010	67.5
Eurus 2da Fase	Oaxaca	Autogeneración	Cemex/Acciona	Acciona	2010	212.5
Fuerza Eólica del Istmo	Oaxaca	Autogeneración	Fuerza Eólica	Clipper	2010-2011	50
subtotal						568.35
Proyectos en Desarrollo						
Proyecto	Ubicación	Esquema	Desarrollador	Turbinas	FOC	MW
Oaxaca II, III, y IV	Oaxaca	PEE	CFE/?	Por definir	2011	304.2
Vientos del Istmo	Oaxaca	Autogeneración	Preneal	Por definir	2011-2012	395.9
Bii Hioxio	Oaxaca	Autogeneración	Unión Fenosa	Por definir	2010-2011	227.5
Bii Stinú	Oaxaca	Autogeneración	Eoliatic del Istmo (Eolia)	Por definir	2010-2014	164
Santo Domingo	Oaxaca	Autogeneración	Eoliatic del Pacífico	Por definir	2010-2014	160
Bii Nee Stipa	Oaxaca	Autogeneración	CISA-Gamesa	Gamesa	2010-2014	288
Desarrollo Eólicos Mexicanos	Oaxaca	Autogeneración	Renovalia	Por definir	2011-2014	227.5
Unión Fenosa	Baja California	Exportación	Gas Natural/Unión Fenosa	Por definir	2011-2014	400
Sempre	Baja California	Exportación	Sempre	Por definir	2011-2014	300
Fuerza Eólica	Baja California	Exportación	Fuerza Eólica	Por definir	2011-2014	400
subtotal						2.867.1
Total						3,637.7

Nota: OPF: Obra Pública Financiada.FOC: Fecha de Operación Comercial.PEE: Productor Externo de Energía

Fuente: (Asociacion Mexicana de Energía Eólica AMDEE, 2009)

Figura VII.52 Distribución geográfica del potencial de energía eólica en México, 2009



Fuente:(Elliot, 2004)

VII.4 Energía mareomotriz, de las olas y corrientes submarinas

VII.4.1 Situación actual

La energía de las olas, las mareas y las corrientes submarinas, son ejemplos de tecnologías energéticas que están siendo desarrolladas para explotar la energía de los océanos. Únicamente la energía de las olas tiene un potencial de 2,000 a 4,000 TWh por año (Carbon Trust, 2006) y se espera que estas tecnologías puedan ser costo efectivas, de manera que puedan abastecer en periodos base a poblaciones cerca del mar. A pesar de que son tecnologías prometedoras y de que son investigadas, únicamente países como Francia y Corea del Sur tienen una capacidad instalada total de 240 MW y 254 MW (ver Tabla VII.22)

Tabla VII.22 Capacidad instalada a nivel mundial de diferentes tecnologías de aprovechamiento de energía de los océanos (kW).

País	Mareas		Mareas (Corriente)		Olas		Gradiente Salino	
	Instalada	En proceso de instalación	Instalada	En proceso de instalación	Instalada	En proceso de instalación	Instalada	En proceso de instalación
Brasil						100		
Canadá	20,000		1,065					
Dinamarca					215			
Francia	240,000							
Corea del Sur	254,000	1,000						
Holanda			80				1	
Nueva Zelanda					2			
Noruega							4	
Portugal					400			
España						296		
Suecia						50		
Reino Unido			1,200		315			

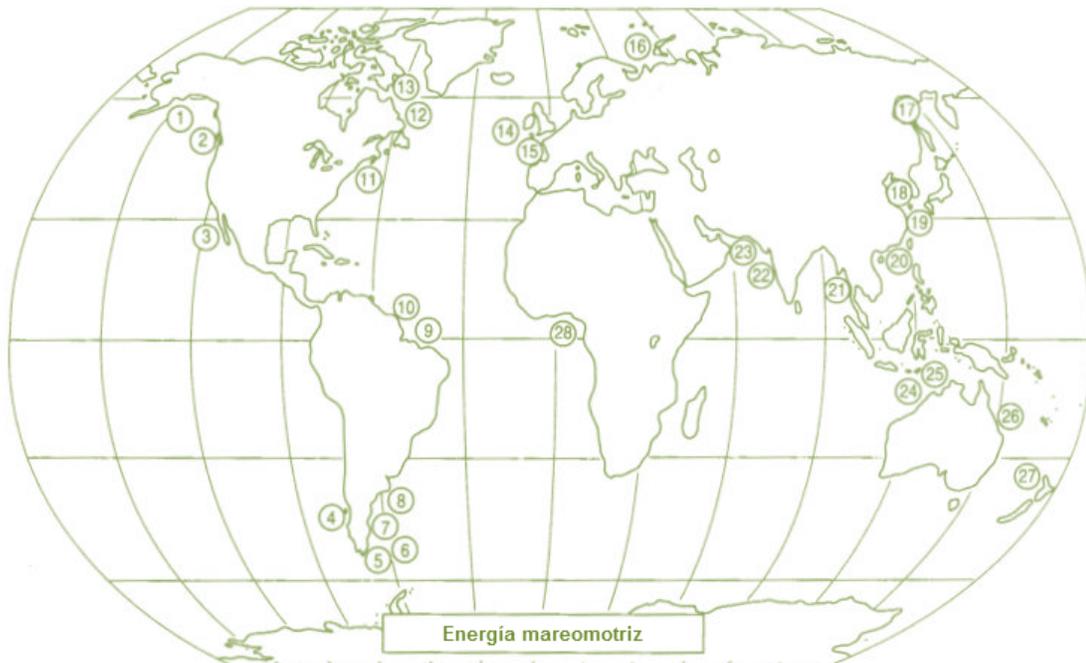
Fuente: (International Energy Agency IEA. Implementing Agreement on Ocean Energy Systems, 2010)

VII.4.2 Energía mareomotriz

La energía obtenida a través de este medio, ha sido utilizada por molinos de agua desde tiempos medievales. En la actualidad, se busca su utilización para la generación de energía eléctrica a través de turbinas utilizadas en aplicaciones de baja cabeza hidráulica. La tecnología ha sido probada y la estación eléctrica de La Rance, es la estación más grande y antigua que utiliza la energía de las mareas.

Las mareas son el resultado de las interacciones gravitatorias de la Tierra con el Sol (32%) y la Luna (68%). Las mareas altas o bajas, ocurren normalmente dos veces al día y varían con la ubicación; y es por ello, que el nivel del mar puede subir o bajar desde unos cuantos centímetros, hasta 16 metros. Los sitios en los que se podrían instalar plantas de generación de energía eléctrica incluyen costas inclinadas o ensenadas (ver Figura VII.53).

Figura VII.53 Sitios principales para la instalación de proyectos mareomotrices.



1. Ensenada de Cook; 2. Columbia Británica; 3. Baja California; 4. Archipiélago de los Chonos; 5. Estrecho de Magallanes; 6. Gallegos/Santa Cruz; 7. Golfo de San Jorge; 8. Golfo de San José; 9. Maranhao; 10. Araguaia; 11. Fundy/Quoddy; 12. Bahía de Ungava; 13. Bahía de Frobisher; 14. Severn/Solway; 15. Rance; 16. Mezen/Kislaya; 17. Mar de Okhotsk; 18. Río Seúl; 19. Shanghai; 20. Amoy; 21. Rangoon; 22. Bahía de Cambay; 23. Rann de Kutch; 23. Kimberleys; 25. Darwin; 26. Broad Sound; 27. Manukau; 28. Abidjan.

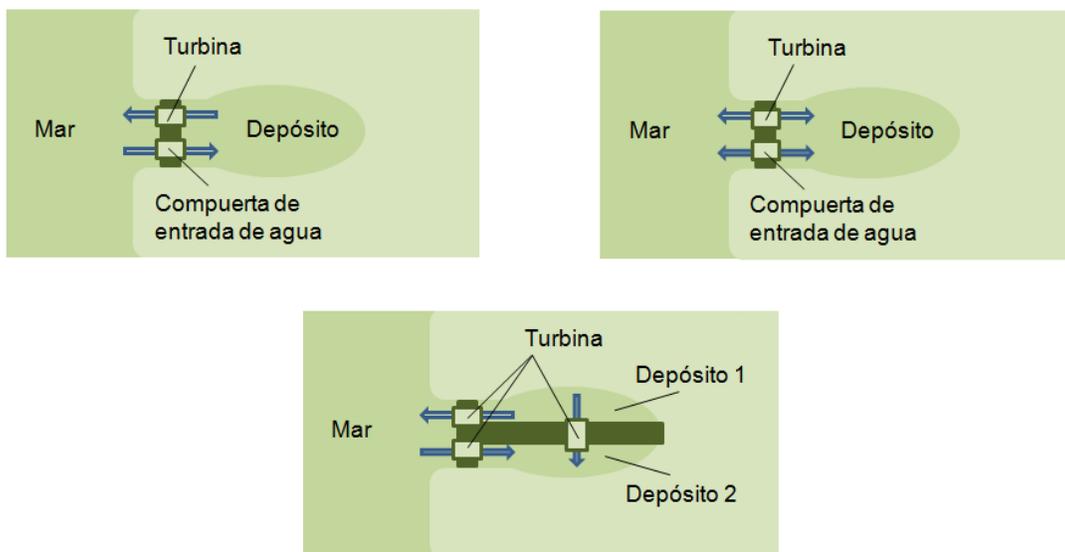
Fuente: (Tester, 2005)

La tecnología que ha sido utilizada para el aprovechamiento de la energía mareomotriz utiliza embalses y turbinas. El sistema más sencillo consiste en una presa hidráulica que separa el embalse del mar. La presa está formada por una compuerta y por una turbina

que son controladas de tal manera que el agua entre únicamente por la compuerta y sale por la turbina. Estos sistemas poseen la ventaja de ser simples, pero únicamente operan en periodos de tiempo cortos. Otra tecnología consiste en el uso de turbinas de flujo cruzado y una compuerta que acelera la salida o entrada del agua al embalse, permitiendo la generación de energía eléctrica aún cuando la diferencia en la altura del mar y del embalse es mínima. Estos sistemas también pueden ser construidos con dos embalses que están separados por una presa que tiene una turbina. El agua del mar entra a uno de los embalses, pasando por la separación con la turbina y saliendo por el segundo embalse (ver Figura VII.54). En la actualidad, existen proyectos piloto que aprovechan la corriente generada por las mareas, a través del uso de turbinas similares a las utilizadas en la industria eólica.

Actualmente se realiza investigación para el desarrollo de sistemas que utilicen el movimiento que generan las corrientes bajas y altas. Se plantea el uso de turbinas que aprovechen las corrientes generadas por las pequeñas diferencias de presión causadas por las mareas.

Figura VII.54 Sistemas mareomotrices de embalses.



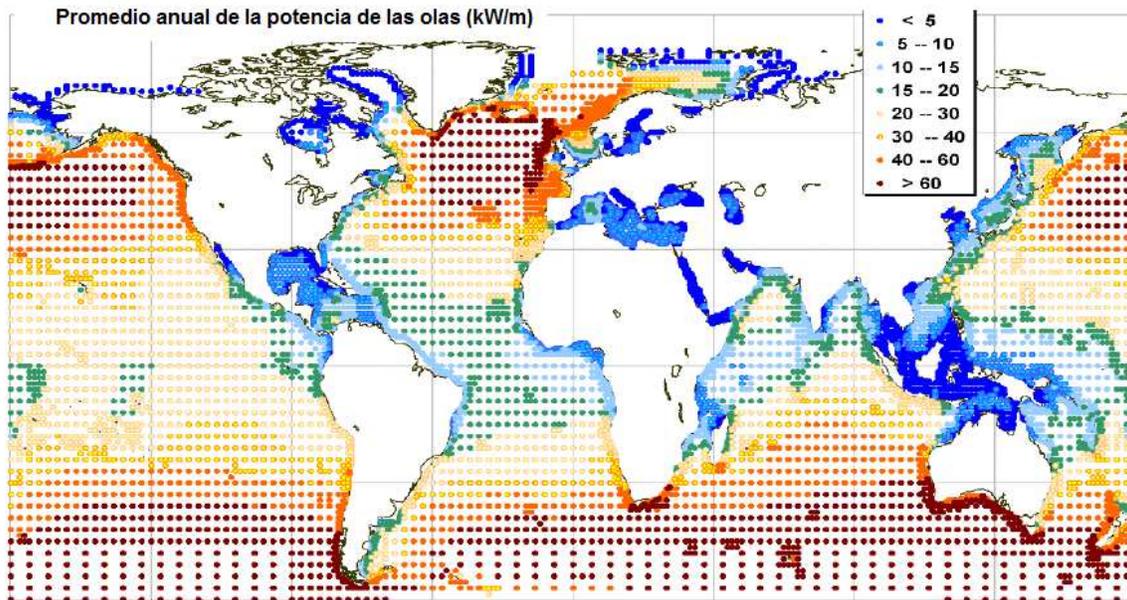
Fuente: CMM a partir de (Kaltschmitt, 2010)

VII.4.3 Energía de las olas

Las olas son creadas a partir de la interacción del viento con grandes extensiones de agua, y a diferencia de la energía mareomotriz, la energía de las olas puede ser extraída en una mayor cantidad de sitios. De acuerdo con un estudio preparado para la Agencia Internacional de la Energía (RAMBOLL y LNEG, 2010), los niveles de potencia de las olas se encuentran entre 5 kW/m en mares cerrados en regiones tropicales y más de 60 kW/m en áreas oceánicas (ver Figura VII.55). Debido al gran potencial de este tipo de energía, se

ha puesto énfasis en el desarrollo de nuevos sistemas que la aprovechen. A continuación se presentan los diferentes sistemas existentes para la utilización de la energía de las olas.

Figura VII.55 Potencia promedio anual de las olas.



Fuente: (RAMBOLL y LNEG, 2010)

VII.4.3.1 Sistema TAPCHAN

El sistema de conversión de energía de las olas a través de canales cónicos (TAPCHAN, tapered channel wave energy conversion system) conduce el agua que llega a las playas a un reservorio elevado a través de un canal inclinado cónico. Este canal concentra olas de diferentes frecuencias y convierte su energía en energía potencial. El canal aumenta el tamaño de las olas y hace que pueda llegar al reservorio que se encuentra a una mayor altura. El agua que se encuentra en el reservorio, finalmente se descarga al mar, pasando a través de una turbina (ver Figura VII.56). Estos sistemas ofrecen diferentes ventajas, como su sencillez y su mayor vida útil. El sistema TAPCHAN ha sido probado en Toftestallen, Noruega, desde 1986.

Figura VII.56 Sistema TAPCHAN.

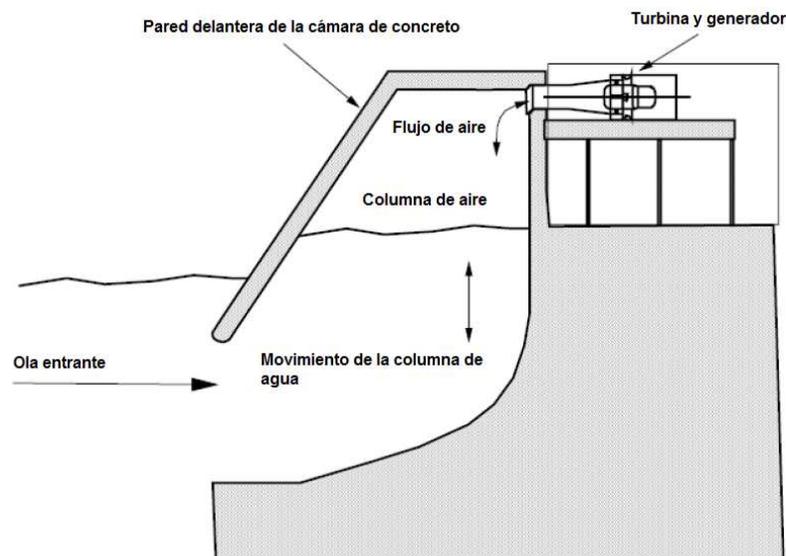


Fuente: (Kaltschmitt, 2010)

VII.4.3.2 Sistema OWC

El sistema de columna oscilante de agua (OWC, oscillating water column) es otra tecnología que utiliza la energía de las olas, siendo una de las más prometedoras. Esta tecnología es una de las maneras más antiguas para utilizar la energía de las olas. La forma básica del sistema consiste en una cámara cerrada que está abierta al mar en el fondo y abierta al aire a través de turbinas de aire. Las olas ocasionan que el nivel de agua dentro de la cámara suba y baje, comprimiendo y expandiendo el aire dentro de la cámara. El aire comprimido pasa por una turbina de aire generando energía eléctrica (ver Figura VII.57). Estos sistemas utilizan dispositivos de rectificación del flujo de aire, ya que su dirección se invierte a medio camino.

Figura VII.57 Sistema OWC.



Fuente: (Powertech Labs Inc., 2009)

Otra forma de aprovechamiento de la energía de las olas a través de boyas. Las boyas se han utilizado desde hace 20 años con turbinas de aire y un generador para su propia iluminación. Estas boyas aprovechan la energía de las olas a través de un tubo vertical que está sumergido debajo del nivel en el que ocurre el movimiento de las olas. La boya contiene una columna de agua que no sigue directamente el movimiento de la boya o de las olas, por lo que oscila con el movimiento. En la parte superior de la boya existe una turbina de agua o de aire, que se acciona con el movimiento ascendente y descendente de la columna de agua. Un reto que presentan estos sistemas consiste en poder transmitir el movimiento lento de las olas a mayor movimiento, lo que requiere dispositivos mecánicos que logren la conversión.

Dentro de la investigación que se está realizando para desarrollar sistemas a gran escala, se encuentran sistemas que optimizan la generación de energía eléctrica a partir del ajuste de la frecuencia del dispositivo con la frecuencia de la ola. Lo anterior se logra a partir de una abertura que se encuentra debajo del nivel del mar. El agua que entra, transmite su frecuencia a la columna de agua dentro de la boya. La generación de energía eléctrica se logra a través del aprovechamiento de la energía del aire que entra y sale de la boya. Otro diseño que se ha probado para el aprovechamiento directo de la energía de las olas es el de generadores lineales. En éste, la boya que está amarrada a un punto fijo, convierte el movimiento lineal en energía eléctrica a través de un pistón que contiene imanes permanentes y un estator embobinado alrededor del pistón.

VII.4.3.3 Balsa de Cockerell

Se han planteado sistemas como la balsa de Cockerell que consiste en cuerpos flotantes acoplados de manera similar a un pontón. Entre cada cuerpo flotante, se acoplan bombas de pistón que comprimen el fluido de trabajo (agua o aire). El fluido comprimido, se utiliza para accionar turbinas y así generar energía eléctrica. A pesar de que se ha probado esta tecnología, hasta ahora, esta tecnología no ha sido exitosa.

VII.4.4 Gradientes térmicos

La energía del Sol es almacenada como calor en los océanos, y en particular, en los océanos que se encuentran limitados por los trópicos. El calor puede ser utilizado para la generación de energía eléctrica a través de la conversión de energía térmica oceánica (OTEC, Ocean Thermal Energy Conversion). La temperatura en estos océanos varía de 22 a 28°C cerca de la superficie a 4 a 7°C en aguas profundas. La diferencia de temperaturas puede ser utilizada para accionar procesos Rankine cerrados.

La eficiencia de estos sistemas es baja debido al bajo gradiente térmico y hasta ahora no se han probado estos sistemas debido a su alto costo. Una variación del sistema consiste en utilizar la tecnología en zonas en las que se tienen corrientes oceánicas frías y estructuras volcánicas.

VII.4.4.1 Corrientes oceánicas

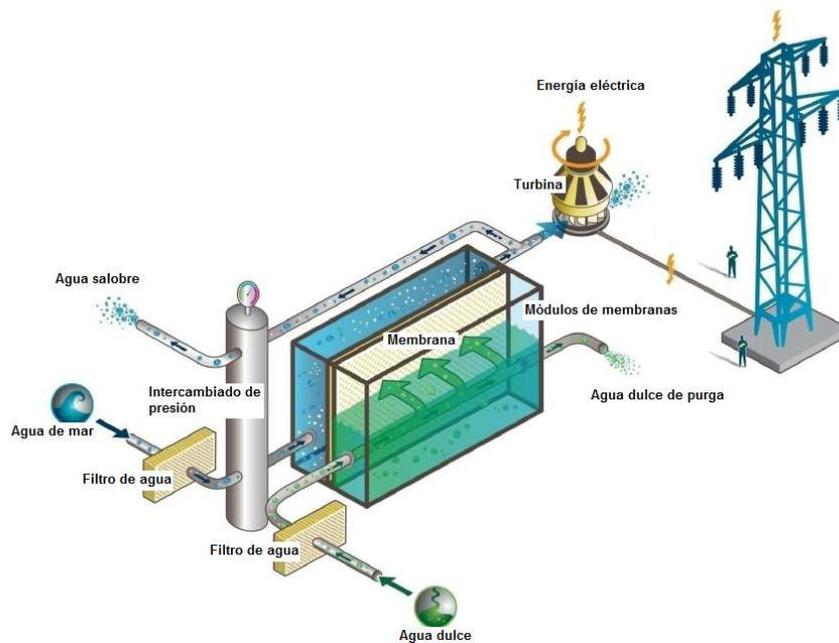
Una alternativa al aprovechamiento de la energía de los océanos que ha sido propuesta es la utilización de las corrientes marinas que se forman debido a la diferencia de temperatura en áreas diferentes. La velocidad de las corrientes en los océanos es baja, por lo que se necesitan sistemas de tamaño considerable. Asimismo, se necesita del desarrollo de

turbinas similares a las turbinas eólicas. Otro sistema propuesto utiliza paracaídas que están sujetos a una cadena que acciona una rueda que a su vez acciona un generador eléctrico. El paracaídas está diseñado de tal manera, que se abre al recibir la corriente y se cierra para completar el ciclo.

VII.4.5 Gradientes salinos

La utilización de la presión osmótica para la generación de energía, está siendo desarrollada en la actualidad. Esta tecnología utiliza un sistema de membranas que separa agua dulce y agua salada. El agua dulce se combina con el agua salada aumentando la presión de la misma. La presión adicional es utilizada para accionar turbinas y así generar energía eléctrica (ver Figura VII.58).

Figura VII.58 Esquema del proceso de producción de energía eléctrica a partir de gradientes salinos.

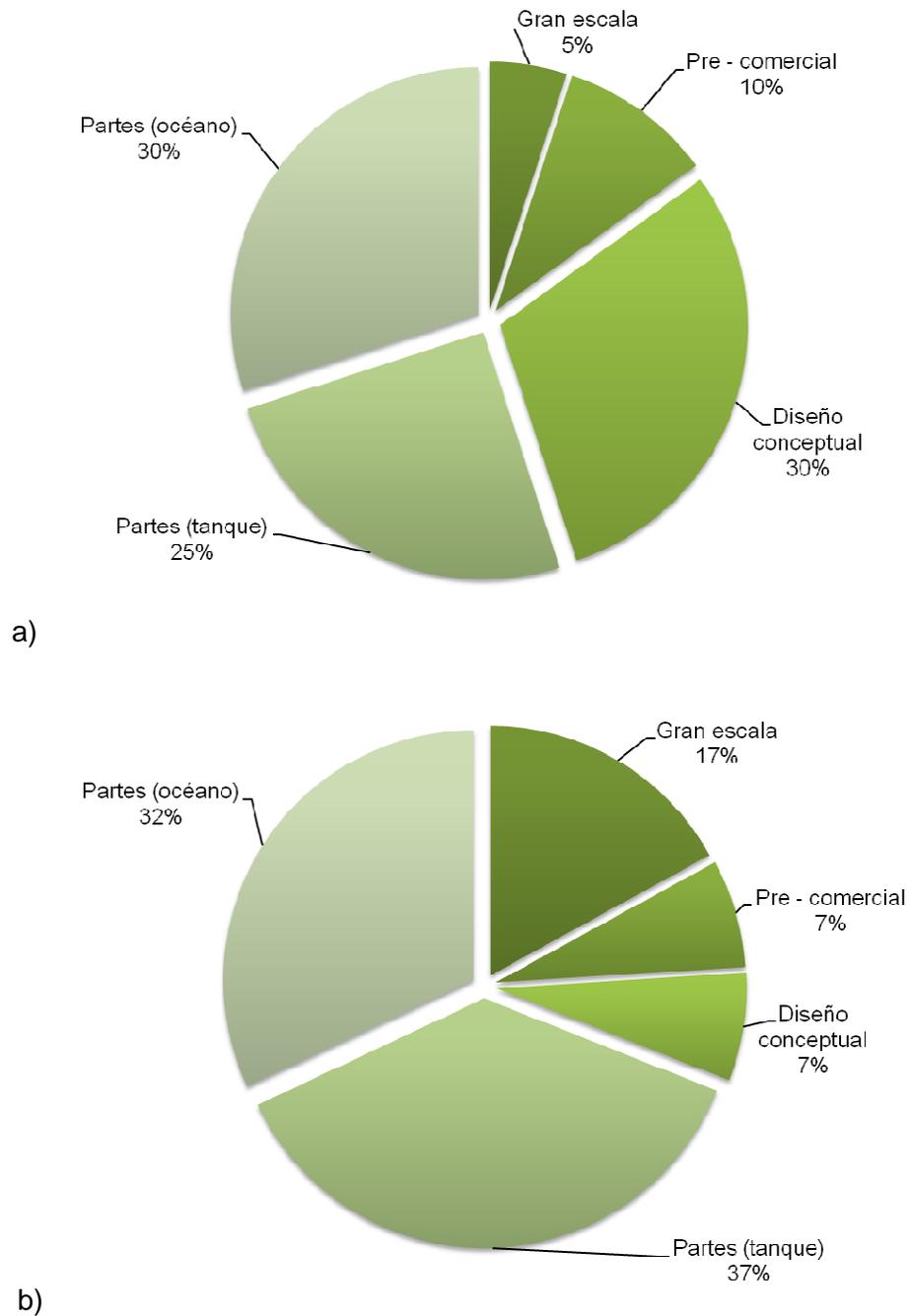


Fuente: (Statkraft, 2010)

VII.4.6 Experiencias internacionales

De acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía (Powertech Labs Inc., 2009), la mayoría de las tecnologías de aprovechamiento de la energía de los océanos se encuentran en etapas intermedias de desarrollo. A continuación se muestran gráficas con los niveles de madurez de los sistemas mareomotrices y de olas (ver Figura VII.59).

Figura VII.59 Porcentaje de sistemas en cada etapa de madurez. a) Sistemas mareomotrices. b) Sistemas de olas



Fuente: (Powertech Labs Inc., 2009)

VII.4.6.1 Sistemas mareomotrices

Los sistemas de aprovechamiento de la energía mareomotriz, han sido utilizados desde hace algunas décadas y dentro de las tecnologías marinas, es la que posee la mayor capacidad de instalación hasta el momento. Se han desarrollado proyectos demostrativos como el de la estación eléctrica de Annapolis que comenzó a operar en el año de 1984. La planta se localiza en la boca del río Annapolis en Nova Scotia, Canadá y tiene una capacidad de 20 MW con una producción de 30 GWh/año. Otro proyecto se localiza cerca de Murmansk en Rusia y tiene una capacidad de 0.4 MW. En la actualidad se están desarrollando proyectos como el de Sinwah en Corea del Sur, que cuya planta tendrá una capacidad de 254 MW y se espera que comience a operar este año. Asimismo, se están desarrollando sistemas que aprovechan las corrientes marinas y un ejemplo de ello es el prototipo de 300kW instalado en Kvalsund (Noruega), así como el proyecto comercial SeaGen que se encuentra en operación.

VII.4.6.1.1 Planta La Rance

La estación eléctrica de La Rance, es la estación más grande y antigua que utiliza la energía de las mareas y se localiza en el estuario de La Rance cerca de St. Malo en Francia. El proyecto se construyó en 1960 y consiste en una presa que contiene un reservorio de 22 km² y 184 millones de m³. La amplitud entre la marea baja y alta en este lugar llega a ser hasta de 13.5 m. La estructura tiene una longitud de 750 m y 13 m de altura. Desde el año de 1967, esta planta genera 600 millones de kWh cada año. La planta es capaz de funcionar cuando el reservorio está lleno o vacío, ya que se desarrollaron turbinas de flujo axial que tienen una capacidad de 10 MW cada una. Las turbinas también funcionan como bombas que aceleran el llenado del reservorio una vez que el nivel del mar es cercano al nivel del agua en el mismo (ver Figura VII.60).

Figura VII.60 Planta de La Rance.



Fuente: (EDF, 2010)

La Tabla VII.23 muestra las principales características de la estación eléctrica.

Tabla VII.23 Características principales de la planta La Rance.

Características	
Año de inicio de operación	1967
Longitud de la presa	750 m
Área de la cuenca	22 km ²
Volumen utilizable	184 x 10 ⁶ m ³ (máximo)
Rango de la marea	13.5 m (máximo) 8.5 m (promedio)
Potencia nominal	240 MW
Producción media anual	65 MW 500 – 600 GWh/año
Rango de producción	Marea de primavera 2,940 MWh/año Marea muerta 738 MWh/año
Modos de operación	
Capacidad	Efecto doble con bombeo
Práctica	No mucho bombeo ni expansión en reversa
Turbina – generador	10 MW cada una a 3.5 kV 24 unidades, flujo reversible y capacidad de bombeo; flujo axial de bulbo Tipo Kaplan, rango útil ≥ 1.2 m
Costo de la electricidad	0.037 dólares/kWh (1997)

Fuente: (Tester, 2005)

VII.4.6.1.2 Proyecto SeaGen

El sistema de escala comercial fue instalado en 2008, y convierte la energía de las corrientes marinas a energía eléctrica a través de dispositivos similares a turbinas eólicas. El proyecto se localiza en Strangford Narrow, al norte de Irlanda y utiliza dos rotores de 16 m de diámetro generando 1.2 MW con una velocidad de corriente de 2.4 m/s. La eficiencia de los rotores llega a ser mayor al 45% y su inclinación puede ser controlada de manera que se pueda detener su funcionamiento. Los rotores se encuentran sostenidos por una estructura que está fijada en el fondo del mar (ver Figura VII.61).

Figura VII.61 Imágenes de los rotores y la estructura del proyecto SeaGen.



Fuente: (Marine Current Turbines, 2010)

VII.4.6.2 Sistemas de olas

Los sistemas TAPCHAN, así como OWC, han sido probados en diversos lugares del mundo. Asimismo, se han desarrollado diferentes tipos de boyas para generar energía eléctrica, que en la actualidad están siendo probadas. A continuación se presentan las características de algunos proyectos.

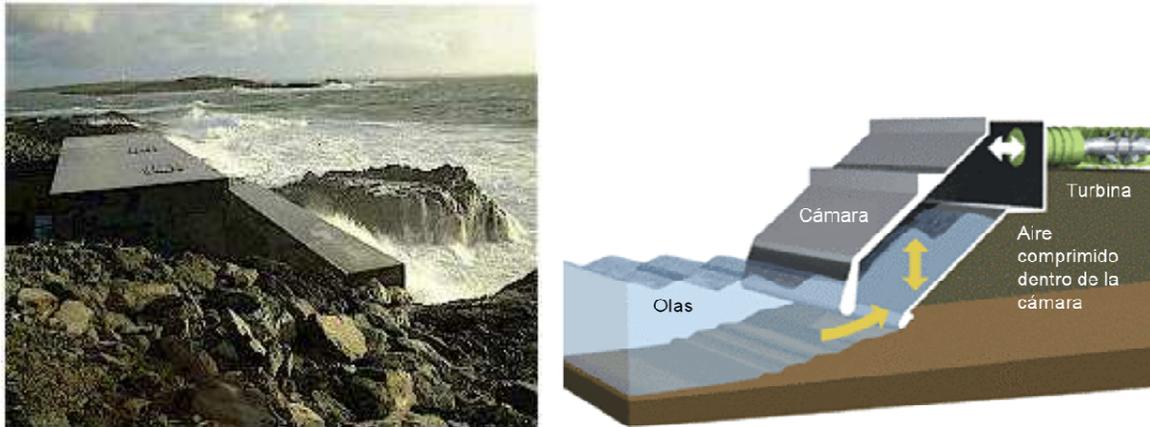
VII.4.6.2.1 Proyecto Toftestallen

El sistema TAPCHAN se probó en un fiordo en Toftestallen, que se encuentran en la vecindad de Bergen en Noruega. El prototipo fue diseñado con una capacidad de 350 kW utilizando un depósito de 5,500 m² de superficie. Este proyecto operó de manera intermitente a partir de 1986, hasta que se paró a principios de la década de 1990. El nivel de agua en el depósito fue de 3m sobre el nivel del mar. La abertura al mar es de 60, pero el canal comenzaba con un ancho de 3m para reducirse a 20 cm.

VII.4.6.2.2 Proyecto LIMPET 500

El sistema LIMPET (Land Installed Marine Pneumatic Energy Transformer) es una tecnología de columna oscilante de agua, que se construyó en la línea costera de la isla Islay en Escocia. La planta comenzó a operar a finales del año 2000 y tiene una capacidad de 500 kW. Está formada por una estructura de concreto y una unidad de generación de electricidad que está inmediatamente después de la pared trasera de la misma. La columna de agua alimenta un par de turbinas de aire de eje horizontal de contra – rotación que accionan generadores de 250 kW. La estructura tiene un ancho total de 21 m y está formada por tres cámaras de 6 m cada una. El ángulo de la cámara es de 40° y tiene una altura de 12.8 m sobre el nivel medio del agua. La eficiencia global del sistema es de 8% (ver Figura VII.62).

Figura VII.62 Fotografía y esquema del sistema OWC en Escocia.



Fuente: (Wavegen, 2010) y (Carbon Trust, 2005)

VII.4.6.2.3 Proyecto PICO

El proyecto PICO es una tecnología de columna oscilante de agua, que se encuentra en una pequeña barranca cerca de Porto Cachorro en la Isla Pico en las Azores. El proyecto comenzó a operar a finales de 1999 y tiene una capacidad de 400 kW. La columna de agua alimenta una turbina de aire de eje horizontal. La estructura posee una sola cámara que tiene un ancho total de 12 m. El ángulo de la cámara es de 60° con respecto a la horizontal y tiene una altura de 15 m sobre el nivel medio del agua (ver Figura VII.63).

Figura VII.63 Fotografía y esquema del sistema OWC en Pico.



Fuente: (Carbon Trust, 2005)

VII.4.6.2.4 Proyecto Port Kembla

El prototipo utilizado en Puerto Kembla, Australia, consiste en un sistema de 300 kW que se instaló a 200 m del puerto. Este dispositivo de 500 toneladas, fue desplegado en 2005, y utiliza un concentrador de pared parabólica para concentrar la energía de las olas en una cámara de columna oscilante de agua de 100 m^2 . El sistema utiliza una turbina de aire de

dos direcciones (ver Figura VII.64). El prototipo fue retirado de operación en 2009, pero los datos recabados se utilizarán para la instalación de un sistema de escala pre – comercial que tendrá una capacidad de 2.5 MW y será conectado a la red.

Figura VII.64 Fotografía de la estructura utilizada en Port Kembla.



Fuente: (Oceanlinx, 2010)

VII.4.6.2.5 Boyas

Existen diferentes compañías que han desarrollado prototipos de boyas con el objetivo de crear granjas para la generación de energía eléctrica. Un ejemplo de ellos es la boya PB40 PowerBuoy, que utiliza el movimiento del mar para accionar un generador que produce la energía eléctrica que se manda a la costa a través de un cable submarino (ver Figura VII.65). Esta boya tiene una capacidad de 40 kW y fue probada por dos años en Nueva Jersey por un periodo de dos años. La longitud de la boya fue 14.6 m y un diámetro de 3.5 m. Después de la prueba del prototipo, se desarrolló un diseño mejorado que será parte de un proyecto de 1.39 MW en Santoña, España. Asimismo, se está desarrollando una nueva boya con una capacidad de 150 kW que será desplegada en 2010.

Figura VII.65 Boya Powerbuoy PB40ES.



Fuente: (Legaz, 2006)

VII.4.6.3 Gradiente salino

En el año 2009, se terminó la construcción de la primera planta prototipo de esta tecnología en Noruega. En esta planta, la presión generada en el agua de mar es equivalente a 12 bar. Este prototipo consiste en 66 tubos a presión con membranas en su interior con un total de 2,000 m² de membranas. La eficiencia de las membranas instaladas es de 1 W/m². La planta está diseñada para producir 10 kW, pero inicialmente producirá 2 – 4 kW (ver Figura VII.66). Se planea la construcción de una planta piloto de 1 – 2 MW con el objetivo de construir una planta de gran escala para el año 2015.

Figura VII.66 Fotografía de la planta en la que se instaló el proceso de ósmosis.



Fuente: (Statkraft, 2010)

VII.4.7 Costos

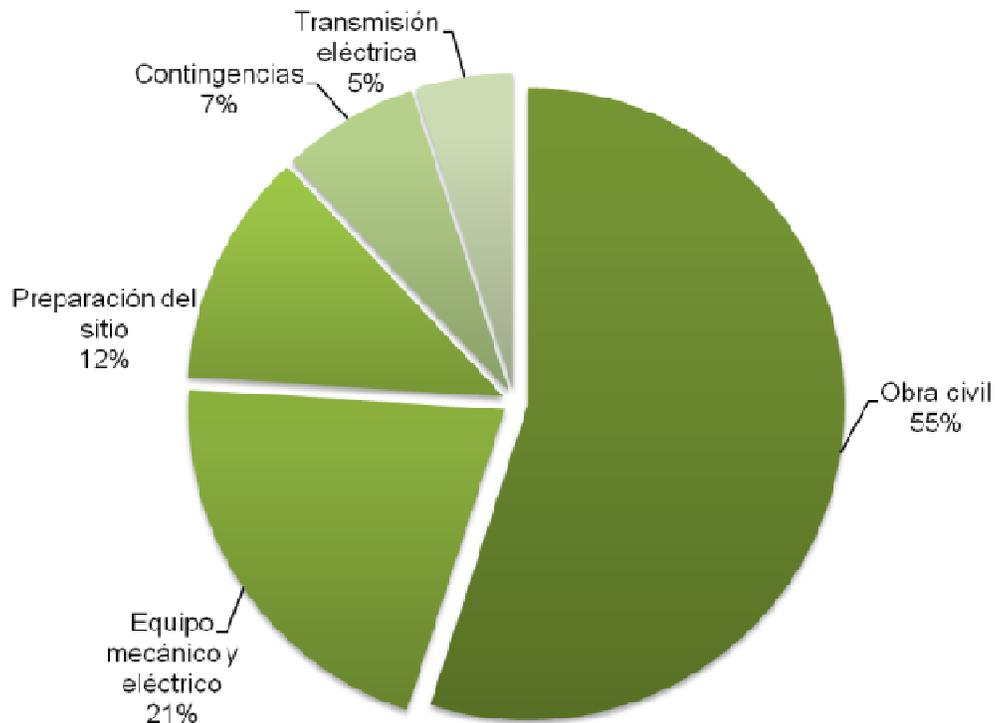
De acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía (International Energy Agency IEA, 2008), el costo de un proyecto maduro se divide de la manera mostrada en la Figura VII.67. Debido a que la mayoría de los proyectos se encuentran en fase de desarrollo, no se cuenta con información detallada de sus costos. Los costos de inversión de un proyecto se encuentran en un rango que va de 150 dólares/MWh a 300 dólares/MWh. La IEA realizó proyecciones de costos de las tecnologías marinas y en la Tabla VII.24 se muestran sus resultados.

Tabla VII.24 Costos de la energía oceánica.

	Costo de inversión			Costo de producción		
	2005 (Dólares/kW)	2030 (Dólares/kW)	2050 (Dólares/kW)	2005 (Dólares/kW)	2030 (Dólares/kW)	2050 (Dólares/kW)
Mareomotriz (presas)	2,000 - 4,000	1,700 - 3,500	1,500 - 3,000	60 - 100	50 - 80	45 - 70
Mareomotriz (corrientes)	7,000 - 10,000	5,000 - 8,000	3,500 - 6,000	150 - 200	80 - 100	45 - 80
Olas	6,000 - 15,000	2,500 - 5,000	2,000 - 4,000	200 - 300	45 - 90	40 - 80

Fuente: (International Energy Agency IEA, 2008)

Figura VII.67 Componentes del costo de proyectos.

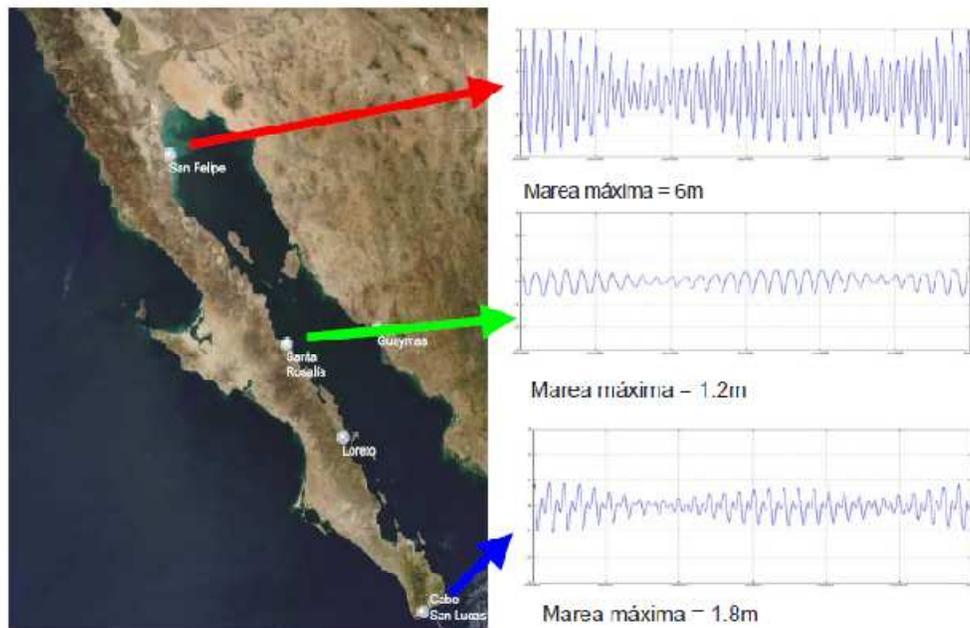


Fuente: (International Energy Agency IEA, 2008)

VII.4.8 Potencia de la energía oceánica en México

El Instituto de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) ha analizado el potencial de la energía oceánica en especial en el Golfo de California. Dentro de las tecnologías analizadas para la explotación del recurso marino se encuentran el uso de embalses para aprovechar las mareas, corrientes marinas y ventilas hidrotermales. El oleaje en la el Golfo de California llega a ser hasta de 6 m (ver Figura VII.68), por lo que el Instituto de Ingeniería estima que el potencial para generar electricidad a partir de embalses en la parte alta del Golfo de California es mayor a 8.4 GWh o 20,000 MW (Hiriart Le Bert, 2009).

Figura VII.68 Mareas en el Golfo de California.



Fuente: (Secretaría de Energía SENER, 2006b)

Para el caso de generación de energía eléctrica a partir de las corrientes, se estima que le potencial es de 30 MW para la misma zona, mientras que para el caso de ventilas hidrotermales, se estima que es de 4,000 MW (Secretaría de Energía SENER, 2006b).

VII.5 Biomasa

La biomasa es aquella derivada de cualquier materia orgánica que proviene de árboles, plantas y desechos de animales o de materiales provenientes de la agricultura, aserraderos y de residuos urbanos que pueden ser convertidos en energía. La bioenergía es la energía que se obtiene del combustible energético obtenido directa o indirectamente de la biomasa.

La bioenergía es la energía solar almacenada en la materia orgánica. Los árboles y plantas a través del proceso de fotosíntesis utilizan la energía del sol para convertir el dióxido de carbono y el agua en carbohidratos (azúcares, almidones y celulosa). Cuando estos carbohidratos se queman, regresan a su forma de dióxido de carbono (CO_2) y agua, liberando energía que estaba contenida en la biomasa.

Entre las ventajas de esta fuente renovable de energía es que permite eliminar residuos orgánicos e inorgánicos utilizando su energía almacenada, es una fuente renovable y que si se hace adecuadamente su impacto ambiental es mínimo.

Aun cuando al quemar la biomasa se emite CO_2 , este no proviene del subsuelo sino que fue captado de la atmósfera por las plantas durante su crecimiento y por lo tanto no conlleva un incremento neto a la cantidad de gases de efecto invernadero (GEI).

La biomasa tradicional se refiere a la leña, carbón vegetal, residuos agrícolas y estiércol animal, la mayoría de este tipo de biomasa se utiliza como fuente de iluminación y calor directo en zonas rurales de América Latina, África y Asia. El uso adecuado de esta fuente de energía puede contribuir en gran medida al abastecimiento mundial de la demanda futura de energía tomando en cuenta impactos importantes de suelo, deforestación y contaminación del aire por el uso excesivo e inadecuado de este energético. Estos efectos negativos se pueden mitigar con políticas y programas que promuevan su uso eficiente.

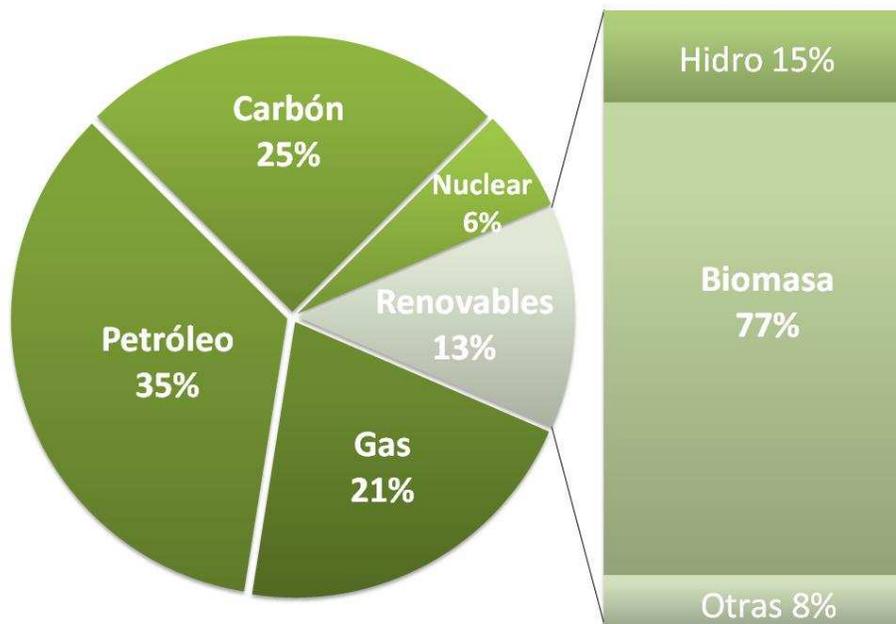
De todas las fuentes de energía renovables la biomasa es la de mayor contribución a la oferta mundial de energía primaria y a nivel mundial la mayor fuente de biomasa son los campos forestales y agrícolas debido a la gran cantidad de residuos que son dejados en el campo y no son utilizados para otro fin. Otra fuente de biomasa se da en la agroindustria donde se generan grandes cantidades de subproductos que actualmente son utilizados para la generación de electricidad o vapor como es el caso del bagazo de caña de azúcar, la cascarilla de café y la de arroz. Además de estas fuentes alternas están los residuos urbanos los cuales están compuestos en su gran mayoría por materia orgánica que puede ser convertida en energía.

Debido a los problemas para predecir la disponibilidad de la tierra, las cosechas, la futura disponibilidad de biomasa forestal, la estimación de recursos energéticos, los problemas ambientales que enfrentamos, entre otros, existen una variación en las diferentes perspectivas sobre la demanda de los recursos energéticos provenientes de biomasa. La IEA Bioenergy estima que el potencial técnico para todos los recursos biomásicos puede llegar a ser de 1,500 EJ por año en 2050 pero si se toma en cuenta ciertas limitaciones de sustentabilidad y se excluye la biomasa acuática el potencial se reduce entre 200 y 500 EJ por año (International Energy Agency IEA. IEA Bioenergy, 2010)

VII.5.1 Situación actual

De acuerdo al Informe del departamento de Bioenergía de la Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency IEA. IEA Bioenergy, 2009) actualmente de todas las fuentes de energía renovables la biomasa es la de mayor contribución a la oferta mundial de energía primaria con casi 50 EJ lo que representa el 10% del consumo mundial de energía primaria, siendo la biomasa proveniente de leña para cocinar y calefacción la principal fuente (ver Figura VII.69).

Figura VII.69 Contribución de la biomasa a la energía primaria mundial



Fuente: (International Energy Agency IEA. IEA Bioenergy, 2009)

La demanda mundial de energía primaria en 2008 fue de 500 EJ y se estima que para el año 2050 será de entre 600 a 1,000 EJ de los cuales la bioenergía podría contribuir con 250 EJ por año, el potencial actual estimado se encuentra entre 200 y 500 EJ por año (sin tomar en cuenta la biomasa acuática), de los cuales entre 50 y 150 EJ procederán de desechos agrícolas, forestales y residuos sólidos urbanos y el resto provendría de cultivos energéticos en tierra degradada y marginal y de cultivos perenes de alto rendimiento (International Energy Agency IEA. IEA Bioenergy, 2009). Pero todo dependerá de diversos factores como son los costos y los futuros marcos normativos referentes a los límites de emisiones de gases de efecto invernadero

A largo plazo el desarrollo de la bioenergía dependerá de la disponibilidad de la tierra, la cual depende del desarrollo del sector alimenticio, la disponibilidad de agua, el rendimiento de los cultivos energéticos, las modificaciones genéticas de organismos y los efectos del cambio climático en la productividad.

VII.5.2 Recursos biomásicos

Los recursos de biomasa son cualquier forma de materia orgánica y su disponibilidad varía de un país a otro dependiendo del clima, el tipo de suelo, la geografía, población, actividades productivas, hábitos alimenticios, etc.; por lo cual los aspectos de manejo, recolección y almacenamiento del recurso biomásico deberán adaptarse a las condiciones específicas del proceso.

Existen diferentes fuentes de biomasa en el mundo con un amplio rango de materiales, los residuos de la industria forestal, agrícola, ganadera, y los desechos urbanos e industriales, las plantaciones energéticas se utilizan actualmente en los procesos de conversión para la generación de energía a escala industrial tratando de sustituir el uso de combustibles fósiles y otra parte como la leña y el carbón vegetal se utilizan en países en vías de desarrollo para su uso en pequeña escala por ejemplo, para la cocción de alimentos, panadería, secado de granos, etc. Por lo general el potencial de biomasa se da en términos de materia seca por unidad de área (p. ej. Kg/ha o g/m²).

Los recursos biomásicos se pueden agrupar en tres tipos diferentes: biomasa natural, biomasa residual (seca y húmeda) y cultivos energéticos. (ver Tabla VII.25).

La biomasa natural es la que se produce en la naturaleza sin intervención humana, como son los árboles, plantas, etc. La biomasa residual es el subproducto o residuo que se genera como consecuencia de algún proceso que consume biomasa, por ejemplo en actividades agrícolas.

Los cultivos energéticos son aquellos que son cultivados con el fin específico de utilizarlos como fuente de energía, por lo cual se escogen plantas de crecimiento rápido y bajo mantenimiento que por lo general se plantan en tierras de bajo valor productivo. El período promedio de cosecha es entre tres a diez años o en el caso de arbustos estos son podados varias veces durante su crecimiento. Entre los beneficios de este tipo de cultivos es que pueden ayudar a controlar la erosión y degradación de los suelos siempre y cuando se haga de manera adecuada debido a que se requiere de grandes extensiones de tierra para tener una producción rentable. Se espera que a mediano plazo los cultivos lignocelulósicos proporcionen un alto potencial de recursos de biomasa en tierras marginales, degradadas o en excedentes de tierras agrícolas al igual que la biomasa acuática (algas) a largo plazo.

En varios países se utiliza este tipo de cultivos para producir combustibles líquidos como el etanol y el biodiesel tal es el caso de Brasil que utiliza caña de azúcar o Estados Unidos que utilizan maíz.

Para estimar el potencial a un corto y mediano plazo (en las próximas dos décadas) la Agencia Internacional de Energía realizó una recopilación de diferentes estudios que analizan el potencial de la biomasa como materia prima bajo diferentes criterios económicos y ambientales. En la Tabla VII.26 se presenta el potencial estimado por estos estudios y en la Tabla VII.27 los rendimientos en toneladas y giga-joules por año para diferentes cultivos energéticos convencionales y lignocelulósicos (International Energy Agency IEA. IEA Bioenergy, 2009).

Tabla VII.25 Tipos de Biomasa.

Recursos de biomasa		Tipo de residuo o cultivo
Cultivos Energéticos		Cultivos: rotación, monte bajo, gramíneas, fuentes de azúcar, cultivos de almidón y oleaginosas Cultivos lignocelulosicos: forestales y herbáceos Biomasa acuática: algas
Biomasa natural		Plantas, arboles, hojas, ramas
Biomasa residual	Residuos forestales	Restos de aserrío: corteza, aserrín, astillas. Restos de ebanistería: aserrín, trozos, astillas. Restos de plantaciones: ramas corteza, raíces.
	Residuos agrícolas	Cáscara y pula de frutas y vegetales. Cáscara y polvo de granos secos (arroz, café). Estiércol. Residuos de cosechas: tallos y hojas, cáscaras, maicena, pastura.
	Residuos industriales	Pulpa y cáscara de frutas y vegetales, bagazos, vinazas. Residuos de procesamiento de carnes. Aguas de lavado y precocido de carnes y vegetales. Grasas y aceites vegetales.
	Residuos urbanos	Aguas negras. Desecho domésticos orgánicos (cáscara de vegetales). Basura orgánica.

Fuente: (Oficina Regional para Centroamérica de Biomass Users Network BUN-CA, 2002)

Tabla VII.26 Revisión de los estudios regionales para la producción de Biomasa.

Región	Estudio / Autor	Periodo de tiempo	Uso de tierra para cultivos energéticos	Potencial de biomasa primaria	Observaciones
Unión Europea	De Wit & Faaij (2008)	2030	66 Mha de tierra arable (+24 Mha de pasto)	12 EJ (+ 3 EJ cultivos + 9 EJ residuos)	Potencial de los cultivos con mayor rendimiento (pasto) en tierras arables (+ pastoreo) y uso máximo e residuos. UE-27 + Suiza, Noruega y Ucrania. Costo de la materia prima 2.9 – 9.3 USD/GJ.
	EEA (2007)	2030	25 Mha	3.4 - 5.0 EJ cultivos + 0.8 EJ residuos y residuos sólidos municipales	Mezcla de materias primas convencionales y lignocelulósicas que cambia a través del tiempo. EU-25 (excluyendo a Rumania y a Bulgaria)
Estados Unidos	Parker et al. (2008)	2015	20 Mha	2.1 EJ cultivos + 10.8 EJ residuos	Únicamente 18 estados del oeste. Principalmente maíz, cultivos herbáceos, residuos agrícolas y forestales. Costo de la materia prima para producir biocombustibles líquidos < 24 USD/GJ
	Perlack et al. (2005)	2050	30 Mha	7.4 EJ cultivos + 10.8 EJ residuos	Todo el territorio. Incluye residuos forestales y agrícolas (granos y cultivos perennes).
América Latina	Kline et al. (2008)	2017	121 Mha	19.7 EJ cultivos + 4.7 EJ residuos	Argentina, Brasil, Colombia, México y CBI. Cultivos: caña de azúcar, maíz, soya, trigo, aceite de palma y residuos celulósicos.
China India	Kline et al. (2008)	2017	86 Mha	13.2 EJ cultivos + 3.7 EJ residuos	Cultivos: caña de azúcar, maíz, soya, trigo, aceite de palma y residuos celulósicos.
Australia	CEC (2008)			0.07 EJ residuos	Basado en residuos de procesos, (principalmente bagazo y madera) y corrientes de desecho (desechos municipales sólidos, lodos de desecho y gas de rellenos sanitarios). Evaluación de únicamente biomasa sólida.

Fuente: (International Energy Agency IEA. IEA Bioenergy, 2009)

Tabla VII.27 Rendimientos y subproductos de cultivos energéticos convencionales y lignocelulósicos.

Cultivo	Rendimiento (toneladas de material fresco por ha por año)	Rendimiento energético neto en combustible (GJ/ha/año) ⁵	Subproductos
Cultivos energéticos convencionales⁶			
Trigo	5.1	~ 15	Paja
Maíz	9.2	19 - 37	Rastrojo, paja, DDGS ⁷
Remolacha	58.5	~ 111	Pulpa de remolacha
Caña de azúcar	73.1	84 - 152	Bagazo, hojas y tapas
Soya	2.7	12 - 13	Glicerina, torta de semillas
Aceite de palma	19.2	~ 140	Cáscaras de almendra de palma, PFAD, glicerina
Colza	2.9	28	Glicerina, torta de semillas
Semillas de jatropha	4 - 7	~ 40	Torta de semillas ⁸
Cultivos energéticos lignocelulósicos⁹			
Cultivos leñosos (eucalipto, álamo, sauce)	10 - 15	90 - 110	
Cultivos herbáceos perennes (miscanthus, pasto, caña de alpiste)	10 - 30	140 - 230	
Hierba de la pradera (sistema de bajo aporte, tierras degradadas)	3 - 6	18 - 28	

⁵ El rendimiento energético neto se obtuvo tomando en cuenta el rendimiento energético bruto por ha y restando todas entradas de energía durante el proceso de producción. Fuentes: Sims et al., (2006) para trigo, maíz, remolacha y colza, Smeets et al. (2008) para caña de azúcar, Donato y Huerga (2007) para soya, Wicke et al. (2008) para aceite de palma, Berndes (2001) y Fischer et al. (2007) para cultivos energéticos lignocelulósicos, Tilman et al., (2006) para maíz y pasto. En algunos casos, se realizaron estimados para el rendimiento energético neto.

⁶ Los rendimientos están basados generalmente en las prácticas llevadas a cabo en países industrializados. Los números están basados en un promedio de 5 años (2002 - 2006). Para trigo, remolacha y colza se basan en el promedio de UE-27. Para maíz y soya en Estados Unidos y para caña de azúcar en Brasil (FAOSTAT, 2008); para aceite de palma, rendimiento promedio en Malasia (2005-2007), para jatropha basado en la revisión de literatura hecha por Jongschaap et al., (2007)

⁷ Grano Seco de Destiladores DDG con Solubles.

⁸ Destilado del Ácido Graso de Palma.

⁹ Rendimientos basados en Sims et al. (2006), EEA (2007), Berndes (2001) Tilman et al. (2006) y Smeets (2008)

VII.5.3 Implicaciones ambientales del cultivo de biomasa para obtener energía

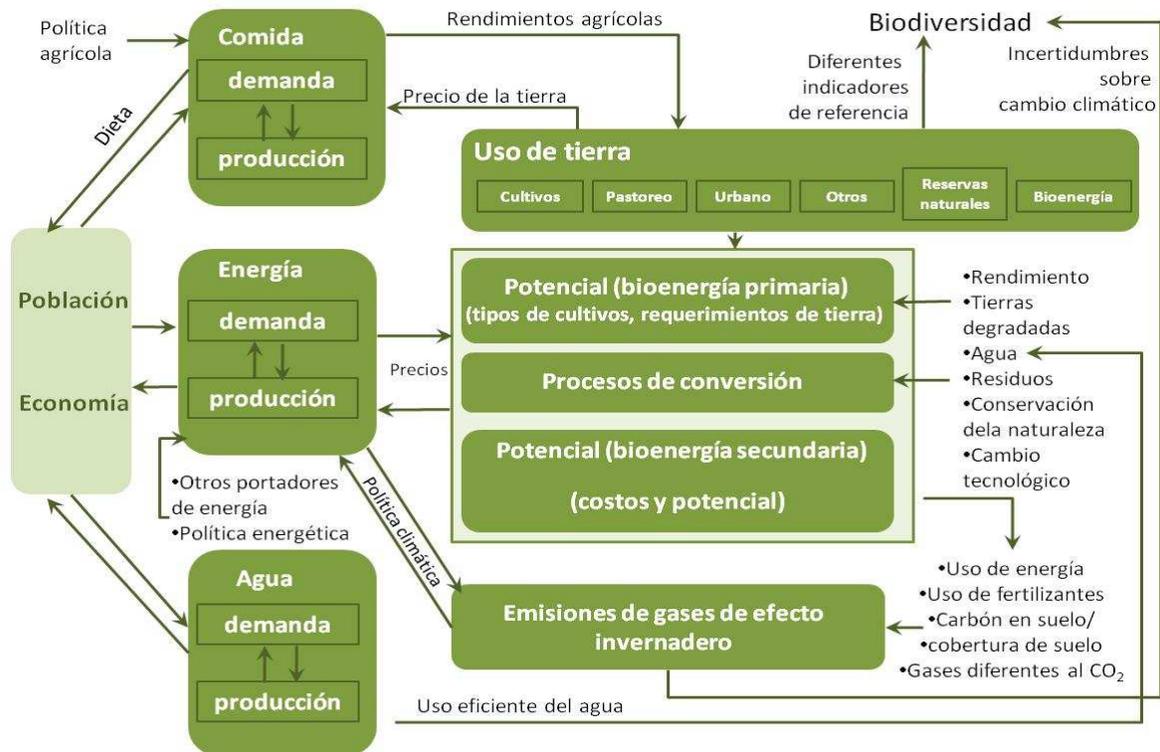
Para evaluar los costos y los beneficios de la producción de biomasa con el objetivo de utilizar su energía para el transporte o la generación de electricidad, es indispensable entender las complejas interacciones entre los mercados de alimentos y de energía, el uso de la tierra, el consumo de agua y los posibles impactos sobre los ecosistemas y la biodiversidad. En la Figura VII.70 se ilustra esta complejidad mostrando algunas de las interacciones más importantes. Esta compleja interacción es diferente en cada lugar y momento y para cada tipo de biomasa por lo que no es posible encontrar soluciones generales de aplicación universal. Es por lo tanto necesario en cada caso hacer un análisis cuidadoso y detallado de las implicaciones físicas y económicas de las propuestas específicas para el aprovechamiento energético de la biomasa.

Para este análisis, especial cuidado se debe tener en:

- No competir con la producción de alimentos
- No afectar la disponibilidad de la tierra y agua para otros usos humanos
- No contaminar las aguas y los suelos, ni dañar a los ecosistemas
- Asegurar que el balance energético y de gases de efecto invernadero sea positivo
- Estudiar el ciclo de vida completo del proceso
- Garantizar la sustentabilidad integral con visión de largo plazo.

En los últimos años, impulsados por preocupaciones de seguridad energética y la amenaza del cambio climático muchos gobiernos han establecido estrategias agresivas para promover el uso de biocombustibles en el transporte. Las normas que hacen obligatorio el uso de un porcentaje mínimo de biocombustibles en el transporte y el subsidio a la producción de estos, han provocado un gran incremento en la producción de biocombustibles en el mundo.

Figura VII.70 Interacciones más importantes para la evaluación del potencial de bioenergía



Fuente:(International Energy Agency IEA. IEA Bioenergy, 2009)

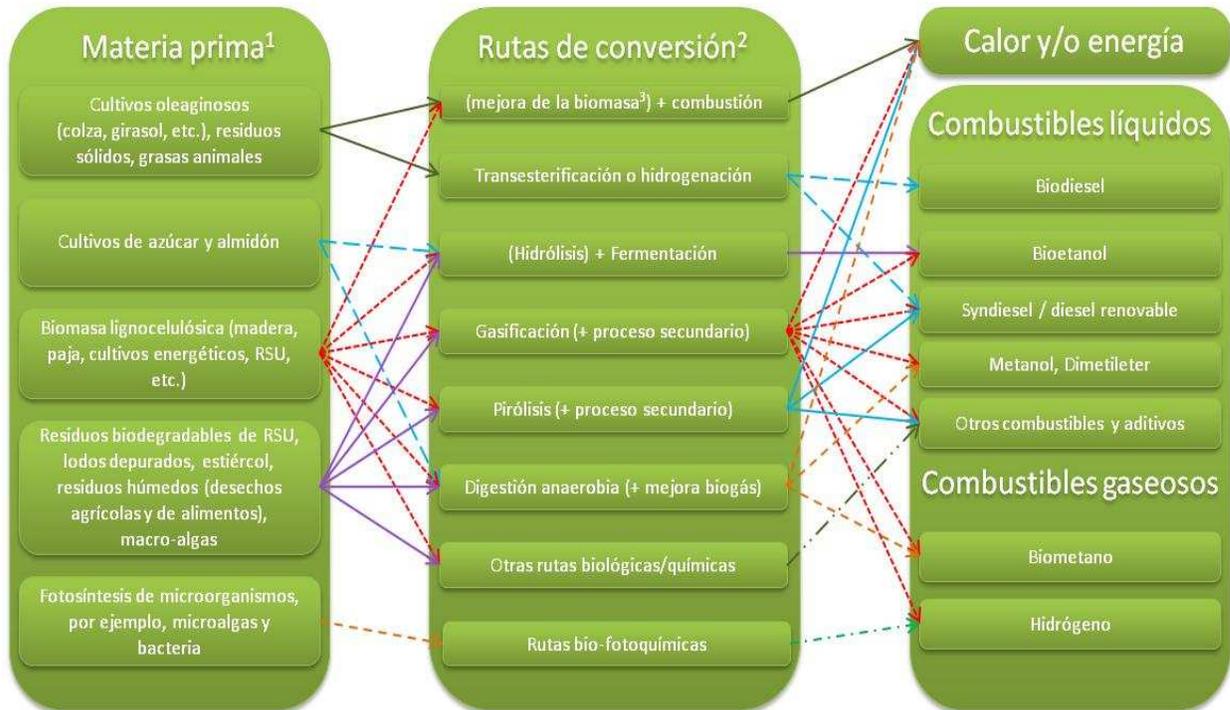
VII.5.4 Tecnologías

Actualmente hay muchas rutas para convertir la biomasa en materia prima para su uso como energético. En este estudio se analizarán estas rutas bajo el esquema dado por el departamento de Bioenergía de la Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency IEA. IEA Bioenergy, 2009) a menos que se cite lo contrario.

Los actuales avances tecnológicos han permitido llegar a procesos más eficientes y limpios y varias tecnologías de conversión se han adaptado a la diferente naturaleza física, composición química y requerimientos energéticos de la biomasa (calor, combustible, electricidad,), además se están actualizando los procesos de pretratamiento de la biomasa (peletización, pirólisis, torrefacción, etc.) para poder densificarla y manejarla fácilmente haciendo más eficiente su transporte, almacenamiento y su uso en los procesos de conversión posterior.

Existen diferentes series de pasos para transformar la biomasa en materia prima o producto final para su uso como energético. Algunas de las rutas son directas (combustión directa de leña para cocinar o calentar) y otras requieren de una serie de pretratamientos, mejoramiento y conversión como es el caso de los biocombustibles para su uso posterior en vehículos (ver Figura VII.71).

Figura VII.71 Esquema de las diferentes rutas para la obtención de bioenergía.



¹ Partes de cada materia prima, por ejemplo, residuos de cosecha, también podrían utilizarse otras rutas

² Cada una de las ruta también da co-productos

³ La mejora de biomasa incluye cualquier proceso de densificación (peletización, pirólisis, torrefacción, etc.)

RSU: Residuos sólidos urbanos

Fuente: (International Energy Agency IEA. IEA Bioenergy, 2010)

Una manera más eficiente y que pueda tener un mejor uso ya sea como carburante para vehículos automotores o para generación de electricidad, por ejemplo en turbinas de gas, es transformar la biomasa en combustible. Los procesos o tecnologías actuales disponibles para convertir la biomasa se dividen generalmente en:

Termoquímicos. En este proceso la biomasa se transforma en energía secundaria al degradarla químicamente inducida a altas temperaturas. Las cuatro rutas termoquímicas son la combustión, gasificación, pirólisis y torrefacción que difieren en los rangos de temperatura, tiempo de residencia y cantidad de oxígeno presente en la reacción.

Físicos. Este proceso se utiliza para producir combustibles líquidos a partir de cultivos oleaginosos. En este proceso se puede utilizar como materia prima el aceite vegetal o la grasa, en primer lugar se realiza una separación de la fase líquida y sólida la cual puede ser mecánica (molienda, prensado, triturado, secado) y luego se realiza una extracción (transesterificación). El aceite obtenido puede ser utilizado como combustible para motores y plantas de cogeneración.

Biológicos. En este proceso se utilizan enzimas y/o bacterias para degradar la materia prima y producir combustibles líquidos o gaseosos. Existen varios procesos biológicos en la actualidad como los mecanismos de fermentación de azúcares, almidón y material lignocelulósico, la digestión anaerobia (para biomasa húmeda principalmente) y las más recientes que son las rutas biofotoquímicas que requieren de la acción de la luz solar (algas).

Cada ruta o cadena de conversión de la bioenergía genera co-productos además del combustible o producto principal, estos co-productos pueden dar un valor económico al proceso global por ejemplo pueden ser vendidos como alimento para ganado, productos químicos, fertilizantes, etc. Cada proceso dependerá directamente del tipo de materia prima, localización, disponibilidad, entre otros.

Antes de que la biomasa se pueda utilizar para la generación de energía es necesario transfórmala para facilitar se transporte y utilizarla de una forma más eficiente, actualmente existen diversas tecnologías para la transformación de la biomasa desde procesos simples y tradicionales como la producción de carbón vegetal hasta las más sofisticadas como son las pilas de combustible con gasificación integrada (IGFC). En la Figura VII.72 se presenta las principales tecnologías y su etapa de desarrollo tecnológico.

Figura VII.72 Estado de desarrollo de las principales tecnologías para convertir la biomasa en energía.

Etapa	Comercial	Inicio comercial	Demostrativa	Investigación y desarrollo
Densificación de biomasa	Peletización		Torrefacción Pirólisis	HTI ¹
Biomasa para calentar	Combustión (en boiler y estufa)	Pequeña escala Gasificación		
Combustión	Combustión + ciclo de vapor		Combustión en ORC ² o en motor de aire caliente	
Gasificación		Gasificación + ciclo de vapor	IGCC ⁴ IGGT ⁵	IGFC ³
Co-combustión	Co-combustión directa	Co-combustión paralela	Co-combustión indirecta	
Digestión Anaerobia (DA)	1-fases DA Gas de relleno sanitario	Mejora de biogás 2-fases DA		Celdas de combustible microbianas

Técnicas de densificación de biomasa
 Biomasa para calentar
 Biomasa para electricidad ó cogeneración

¹ Mejora hidrotérmico ² Ciclo Rankine Orgánico ³ Pilas de combustible con gasificación integrada ^{4/5} Ciclo combinado con gasificación integrada /turbina de gas

Fuente: (International Energy Agency IEA. IEA Bioenergy, 2010)

VII.5.4.1 Densificación de la biomasa.

Aunque la biomasa tiene la ventaja de ser una fuente de energía renovable también tiene una serie de desventajas frente a los combustibles fósiles como es su baja densidad de energía, variabilidad en su naturaleza física por lo que su manejo, transporte y almacenamiento son más complejos y en algunos casos más caros que el de los combustibles fósiles. Además que la composición química y el contenido de humedad varía considerablemente entre las diferentes fuentes de biomasa lo que requiere de un pretratamiento para su homogeneidad y su posterior conversión. Para la densificación de la biomasa existe en orden de desarrollo tecnológico: peletización, pirólisis, torrefacción y la mejora de hidrotermales.

VII.5.4.1.1 Peletización

Consiste en la aglomeración de la biomasa finamente molida y debido a su naturaleza son prometedores para su uso en grandes volúmenes de combustible homogéneo sólido para su aplicación en calefacción siendo más económicos que los combustibles fósiles, pero, estos pellets tienden a absorber humedad durante el transporte y almacenamiento que puede afectar reduciendo su poder calorífico. La mayoría de los pellets utilizados son de aserrín el cual es un co-producto de los aserraderos (ver Figura VII.73).

Figura VII.73 Diferentes formas de densificación de la madera.



Fuente: (European Bio Energy Trade Center EBETC, 2010)

VII.5.4.1.2 Pirólisis

La pirólisis es la descomposición térmica controlada de la biomasa en ausencia de oxígeno que da origen a un bioaceite, una mezcla de gases (gases de síntesis) y carbón vegetal. Existen dos tipos de pirólisis, lenta y rápida, diferenciándose en los tiempos de residencia y el tipo de reactor. El bioaceite obtenido debe ser más barato para su transporte, almacenaje y manejo en comparación con la biomasa sólida, además que la densidad de energía es más alta que la obtenida de los pellets o de la biomasa de la torrefacción lo que

le da una ventaja competitiva en términos de costo de transporte. Existen pocas unidades de demostración de pirolisis, por ejemplo en Finlandia y Canadá, que han funcionado con éxito pero debido a cuestiones económicas y técnicas en torno a calidad, consistencia y estabilidad del bioaceite que tiende a degradarse con el tiempo, no han permitido su pleno desarrollo.

VII.5.4.1.3 Mejoramiento hidrotérmico (HTI)

En este proceso también se obtiene un bioaceite pero es obtenido por medio de licuefacción en presencia de agua y disolventes adicionales (p.ej. metanol) a presiones altas (120 a 200 atm) y medianas temperaturas (300-400 °C). La principal ventaja de este proceso es que la biomasa húmeda se puede utilizar directamente y el bioaceite es menos soluble en agua a diferencia del obtenido en la pirolisis rápida.

VII.5.4.1.4 Torrefacción

Este es un proceso térmico de alta eficiencia que ocurre entre 200-300°C siendo el producto final de alta densidad e hidrófobo lo que permite ser almacenado o transportado por un largo tiempo sin problemas de absorber una cantidad significativa de agua y por lo tanto sin reducir su poder calorífico. Esta biomasa también puede ser peletizada para un mejor manejo y transporte por lo que se espera que sus costos sean más competitivos. Esta tecnología se encuentra en fase de investigación y desarrollo (I+D) pero se espera que en un futuro próximo este en etapa comercial.

VII.5.4.2 Biomasa para calentar

En la actualidad todas las tecnologías para la producción de calor a partir de biomasa son comerciales.

VII.5.4.2.1 Combustión

La quema o combustión de la biomasa para generar calor es la más utilizada a nivel mundial porque es un proceso sencillo y existe una amplia gama de tecnologías comerciales que se adaptan a las diferentes características de la biomasa y a diferentes escalas para sistemas domésticos.

La quema de material leñoso ha sido utilizada desde tiempos remotos y sigue siendo la tecnología de mayor uso. Aunque las mejoras tecnológicas han aumentado su eficiencia (p.ej. calderas de pellets con eficiencia del 90%) la mayoría de las tecnologías utilizadas actualmente son de baja eficiencia (5-30%) como son las cocinas tradicionales en países en vías de desarrollo.

VII.5.4.2.2 Gasificación

El uso de esta tecnología como calor directo es principalmente en países emergentes y en países desarrollados se utiliza para la obtención de productos con un mayor valor energético (p. ej. electricidad y biocombustibles).

La gasificación es un proceso muy versátil casi cualquier biomasa se puede convertir en gas de síntesis con una alta conversión de carbono y eficiencia térmica del 85-95%. El gas de síntesis obtenido es un producto intermedio que puede ser utilizado en una conversión secundaria o para uso final de energía.

VII.5.4.3 Biomasa para producir electricidad o cogenerar

Existen diversas tecnologías y múltiples materias primas para producir electricidad ó cogenerar (vapor y electricidad) a partir de biomasa. La conveniencia económica de estas tecnologías depende críticamente de la disponibilidad y costos de la biomasa y del tamaño de la instalación. Muchas de estas tecnologías están todavía en desarrollo.

VII.5.4.3.1 Combustión de la biomasa

Generación de electricidad a partir de biomasa

El calor generado por la quema directa de biomasa en una caldera puede utilizarse para la generación de electricidad con el uso de una turbina de vapor aunque su eficiencia es menor que otras alternativas como la gasificación pero es la que requiere menor inversión y la ruta más confiable para obtener energía de la biomasa en aplicaciones independientes.

Se ha demostrado que esta tecnología es comercialmente viable solo a escalas grandes (30-100 MW) con materias primas a bajo costo y en grandes volúmenes como son los residuos agrícolas (p.ej. bagazo de caña), residuos de madera o residuos de la industria de pulpa y papel. Pero en la actualidad un número creciente de plantas más pequeñas (5-10MW) que utilizan otro tipo de residuo (p.ej. madera, paja, etc.) se están utilizando en Europa y América del Norte.

Generación de electricidad a partir de residuos (RSU)

Los residuos sólidos urbanos (RSU) son de composición heterogénea y altamente contaminados por lo que requieren de tecnologías robustas y un control riguroso de emisiones para su tratamiento lo que resulta en altos costos en sus instalaciones. Actualmente están disponibles diferentes tecnologías y la elección depende del grado de separación de las diferentes fracciones que componen el residuo. Los RSU siguen siendo una gran fuente de energía sin explotar a pesar de su gran potencial.

Actualmente en la generación de electricidad a gran escala se utilizan sistemas de cogeneración pero se están mejorando o estudiando diferentes tecnología para producir eficientemente electricidad a partir de biomasa. La co-combustión con carbón consiste en sustituir un porcentaje del combustible fósil por biomasa además de ser una técnica más eficiente y con menor costo.

Plantas de cogeneración a partir de biomasa (CHP)

El principal medio para incrementa la eficiencia en una planta de energía es encontrar una aplicación económica de su calor residual. Las plantas de cogeneración (CHP) tienen típicamente eficiencias entre 80-90%.

Esta tecnología puede reducir los costos de producción de energía en un 40-60% para instalaciones independientes de entre 10-30MW.

En menor capacidad el motor de aire caliente (10-100kW) y el ciclo Rankin orgánico (50-2,000 kW) son tecnologías prometedoras de cogeneración, actualmente están en fase de demostración mejorándose su eficiencia de conversión y los costos.

Las tecnologías como Ciclo de Rankine Orgánico (CRO) o los motores de aire caliente se encuentran en fase demostrativa y podrían resultar altamente viables a pequeña escala sobre todo para la cogeneración.

VII.5.4.3.2 Co-combustión

La tecnología de co-combustión de biomasa líquida y sólida con combustibles fósiles en procesos térmicos y producción de calor y electricidad puede ser importante para operaciones a gran escala, esta tecnología se ha expandido rápidamente en los últimos años especialmente en el norte de Europa siendo la co-combustión directa de biomasa sólida con carbón en grandes centrales eléctricas la de mayor uso poro ser más rentable y eficiente para convertir la biomasa en electricidad debido a que aprovecha la infraestructura de la planta de carbón existente por lo que requiere de una mínima inversión en el pretratamiento de la biomasa y alimentación al sistema y sus eficiencias de conversión son más altas que las plantas de carbón.

A pesar de los avances de esta tecnología en los últimos años las propiedades de la biomasa presentan aún grandes desafíos para las plantas de carbón que pueden afectar su operación y vida útil, en especial cuando la materia prima no es madera limitando así la cantidad de biomasa que puede ser quemada. La opción alternativa para resolver estos problemas es la co-combustión indirecta y en paralelo pero su costo es mayor que la co-combustión directa.

VII.5.4.3.3 Gasificación

En este proceso térmico la biomasa se transforma en biogás teniendo dos principales ventajas sobre la combustión directa.

La primera es que la gasificación es un proceso en donde prácticamente cualquier tipo de biomasa se puede convertir en gas de síntesis con una alta conversión de carbono y eficiencia térmica de entre el 85-95%.

Segundo biogás puede ser utilizado directamente para generar calor o electricidad o acondicionado como gas de síntesis para la producción de biocombustibles.

En combinación con un mecanismo de generación de energía, la gasificación puede ofrecer una mayor eficiencia de conversión en comparación con otras tecnologías de combustión es especial para plantas pequeñas (<5-10 MW). A escalas mayores (> 30 MW) el sistema de gasificación se combina con turbinas combinadas de gas y vapor ofreciendo una mayor eficiencia que las de combustión, pero este tipo de plantas requieren de operación más calificada que las plantas de combustión y su eficiencia y fiabilidad deben ser plenamente establecidas. Se ha demostrado que se obtiene mayores eficiencias el gas de síntesis se quema en turbinas de gas (hasta 40%) o en turbinas de gas y vapor en ciclo combinado (hasta 42%).

En la digestión anaerobia se puede degradar prácticamente toda la biomasa que un animal puede digerir, sin embargo la lignina no puede ser degradada por lo que se excluyen los materiales leñosos, siendo adecuada esencialmente para materias primas húmedas como el estiércol de los animales, lodos depurados provenientes de las plantas de tratamiento de aguas residuales, los residuos agrícolas húmedos y las fracciones orgánicas de los residuos sólidos municipales. La digestión anaerobia también ocurre de manera natural en rellenos sanitarios que producen biogás que puede ser recolectado y posteriormente utilizarlo como energético.

Actualmente esta tecnología forma parte del tratamiento mecánico biológico de los residuos sólidos urbanos (RSU) donde se separa la fracción orgánica del resto de los residuos para ser sometida a una digestión anaerobia.

Existen básicamente dos tipos de tecnologías para este proceso las cuales difieren en las temperaturas, la digestión termófila (50 – 70°C) en la cual la degradación es más rápida y es mejor la reducción de patógenos y virus que en la digestión mesófila (25-40°C) pero requiere de una tecnología más cara y mayor horas-hombre para su operación y seguimiento. Las unidades termófilas se utilizan en la producción centralizada localizándose la mayoría en Suiza y en Suecia.

El biogás obtenido de lodos de aguas residuales y de los rellenos sanitarios ha sido un apoyo eficaz en las tasas de eliminación de residuos por lo que la digestión anaerobia se ha convertido en la tecnología más común a nivel mundial para la generación de bioenergía.

China es el mayor productor y consumidor de biogás a nivel mundial con casi 18 millones de hogares rurales que utilizan biogás (alrededor de 7 millones de metros cúbicos por año) y alrededor de 3,500 unidades de digestión de mediana y gran escala (aproximadamente 250 millones de metros cúbicos por año). Alemania es el país europeo líder en capacidad de biogás con 3,700 unidades en funcionamiento que dan una capacidad instalada en 2007 de 1,270 MW (en su mayoría con pequeñas unidades de cogeneración que funcionan con residuos agrícolas) generando 8.9 TWh de electricidad al año y aproximadamente 50 plantas nuevas se instalan cada mes. El Reino Unido, España e Italia son líderes en la producción de biogás de relleno sanitario. Las plantas centralizadas danesas han demostrado ser mejor costo-efectivas que las plantas alemanas gracias a las economías de escala. En los Estados Unidos el despliegue de esta tecnología no ha tenido éxito. Con esta tecnología se pueden obtener co-productos que son ricos en nutrientes y que pueden ser utilizados como fertilizantes siempre y cuando se obtengan de materia prima que no esté contaminada, los procesos de separación y pretratamiento de esta biomasa pueden ayudar a evitar estos contaminantes aunque aún se están probando a nivel de escala comercial.

La viabilidad económica de los biodigestores es muy sensible al tamaño de la unidad y el precio de la materia prima. Las plantas pequeñas por lo general son económica inviables pero la digestión centralizada puede ser limitada debido a las distancias que se tienen que recorrer para transportar la materia prima y su manejo para su transporte y almacenamiento lo que provoca que aumente el precio de la biomasa. Además se tiene que tomar en la venta de excedentes en el caso de la generación de electricidad así como el alto costo de la conexión a la red en zonas remotas. La tasa de fracaso en las últimas décadas se ha elevado perjudicando la viabilidad económica de estas unidades debido a la complejidad del diseño y operación, los diseños alemanes han podido superar estos problemas gracias a diseños más simples y un buen soporte técnico.

Esta tecnología esta fase comercial y sus costos dependen en gran medida de la disponibilidad de la materia prima y el costo de la misma la cual es muy barata o casi cero. Pero aun falta más desarrollo tecnológico y es posible reducir más los costos de operación. Las principales aéreas en donde se puede mejorar es en el pretratamiento para reducir el tiempo de fermentación, reducir los costos y mejorar la seguridad de las dos etapas de la digestión anaerobia (proceso de hidrólisis y acetogénesis y la metanogénesis), mejorar los procesos de depuración del biogás y aumentar la fuerza del proceso termófilo.

Algunas técnicas para mejorar el proceso de digestión anaerobia (a través de tratamiento ultrasónico o reacciones enzimáticas) se encuentran en fase de investigación pero todo indica que estos procesos mejoraran la producción de biogás. Una ruta alternativa a largo plazo son las celdas de combustible microbianas en donde los microorganismos que digieren la biomasa son seleccionados para genera un biogás rico en hidrógeno que a su vez puede ser utilizado en celdas de combustible, esta tecnología esta en un fase temprana de desarrollo, pero se ha demostrado que esta tecnología tiene viabilidad.

VII.5.4.4 Biocombustibles para transporte

Los biocombustibles por lo general se clasifican en “generaciones” de acuerdo al origen de su materia prima y su nivel de desarrollo.

Los biocombustibles de 1ª generación son todos aquellos que se obtienen de tecnologías maduras para la producción de bioetanol a partir de cultivos de azúcar o de almidón, biodiesel de plantas oleaginosas o de grasas de animales y el biogás de la digestión anaerobia de biomasa húmeda.

Los biocombustibles de 2da generación abarcan una amplia gama de nuevas tecnologías y diferentes materias primas. Estos incluyen:

Bioetanol y biodiesel de tecnologías convencionales pero a base de nuevos cultivos de almidón, aceite y azúcar como la *Jatropha*, la yuca o el *miscanthus*.

Biocombustibles nuevos y convencionales (p. ej. Etanol, butanol, syndiesel) producidos a partir de material lignocelulósico (biomasa fibrosa como paja, madera y hierba). Los procesos de obtención son bioquímicos o termoquímicos los cuales aun están en etapa de demostración.

Los biocombustibles de 3ra generación (biocombustibles avanzados) por lo general incluyen procesos de producción de biocombustibles que se encuentran en las primeras etapas de investigación ó comercialización (p. ej. biocombustibles a partir de algas, hidrógeno a partir de biomasa). El objetivo de los biocombustibles de 2da y 3ra generación es tener una producción sustentable, de bajo costo y utilizar una amplia gama de recursos renovables que no compitan con los alimentos y que reduzcan significativamente las emisiones de GEI con respecto a los de 1ª generación.

Es importante hacer énfasis en la importancia de que los biocombustibles se obtengan de una manera sustentable sin tener afectaciones económicas, sociales y ambientales.

Debido a los altos subsidios y diferentes políticas que obligan la mezcla de los biocombustibles con gasolina o diesel la demanda ha crecido rápidamente en los últimos años.

La experiencia mundial con respecto a los biocombustibles ha dejado varios desafíos que se deben mejorar o evitar, el principal y el que más preocupación e interés ha tenido es el efecto de la creciente demanda de los biocombustibles en los precios de los granos y en

general de los alimentos que utilizan para su elaboración lo que puede afectar principalmente a las personas de escaso nivel adquisitivo y a los países menos desarrollados.

Este efecto de competencia entre los alimentos y los biocombustibles y su impacto en los precios de los alimentos es difícil de predecir debido a diferentes factores pero queda claro que la demanda de los alimentos para la producción de biocombustibles va en aumento. En el año 2006 el porcentaje de maíz para la producción de etanol con respecto a la producción mundial fue de aproximadamente el 7%, el de caña de azúcar fue del 17% y para la producción de biodiesel el porcentaje de semillas oleaginosas fue del 6% y 3% para el aceite de palma (Fresco, 2008) lo que ha influido en el incremento de precio de estos productos pero también otros factores externos han influido como el precio del petróleo, las fluctuaciones de las cosechas, las especulaciones y las variaciones debidas a los patrones de consumo. Por eso es importante que los biocombustibles no compitan con la producción de alimentos o afecte negativamente a sus mercados.

Otra preocupación no menos importante, es el cambio de uso de suelo y sus efectos al los ecosistemas, cada día es necesario intensificar los rendimientos para producir más en la misma cantidad de suelo lo que se ha logrado en algunos países, pero cuando no se tiene éxito el resultado es la expansión de suelo para poder cubrir la demanda de materia prima. Esto puede desencadenar en la destrucción de bosques lo que resultaría en efectos adversos a la biodiversidad y al clima.

El desafío es aumentar los rendimientos sin expandir el uso del suelo agrícola y utilizar tierras degradadas o infértiles pero de una manera sostenible, es decir, con el uso eficiente de fertilizantes y otros productos químicos así como del agua. La escases del agua es un problema serio por lo que es importante maximizar el uso del agua o utilizar aguas residuales siempre y cuando no se afecte al suelo ni los mantos freáticos. El uso eficiente de los cultivos de biomasa puede ayudar a reforestar zonas en donde existen tierras infértiles. En conclusión los biocombustibles no deben afectar la biodiversidad ni contribuir a la deforestación, no deben usar excesivamente fertilizantes ni pesticidas que dañen los ecosistemas y no deben degradar o agotar recursos naturales esenciales como el agua y los suelos fértiles.

Con respecto a su balance energético, se han realizado varios estudios para estimar si la obtención de los biocombustibles es más eficiente energéticamente que los combustibles fósiles pero los resultados varían dependiendo de las suposiciones realizadas y los sistemas considerados dentro del análisis (Von Blottniz, 2007, Schmer, 2007, Gerberns-Lennes, 2008, Davis, 2008). En general si se utilizan fertilizantes y combustibles fósiles para la producción y transporte de los biocombustibles, las emisiones asociadas de bióxido de carbono y óxido nitroso compensan en gran medida los beneficios de usar combustibles renovables.

Actualmente muchos países otorgan subsidios importantes a los productores de biocombustibles y al sector agrícola. La conveniencia de estos subsidios se debe cuestionar desde la perspectiva de las afectaciones ambientales, económicas y sociales que pueden existir debido a la producción de estos biocombustibles. Es inadecuado que los biocombustibles se promuevan a través de cuantiosos subsidios.

Pero mientras se busca solucionar estos problemas los avances tecnológicos siguen en desarrollo en los procesos de la próxima generación de biocombustibles (biocombustibles de 2da generación) que dependerán de la biomasa con fines no alimentarios (material lignocelulósico de residuos orgánicos, forestales, etc.). Se espera que esto biocombustibles al utilizar materia prima no alimentaria o residuos disminuyan

significativamente los problemas de especulación del precio de los alimentos, el cambio de uso de suelo y el balance energético y cuando los biocombustibles de 2da generación estén disponibles a gran escala los costos podrán descender ofreciendo precios competitivos y beneficios ambientales reales.

Una política inteligente y responsable para promover los biocombustibles en el mundo debe tomar en cuenta todos los factores mencionados, así como aprovechar las experiencias y el conocimiento internacional para encontrar un camino hacia el desarrollo energético sustentable.

Para asegurarse que los biocombustibles realmente contribuyan al resolver el calentamiento global, es necesario en cada caso hacer un análisis integral que cuantifique todas las emisiones y gastos energéticos así como los impactos sociales y económicos asociados al uso de estos productos.

En la actualidad existen diferentes procesos de obtención de los biocombustibles que están en diferentes etapas de desarrollo. En la Figura VII.75 se presentan las principales tecnologías para la obtención de biocombustibles líquidos y gaseosos y sus etapas de desarrollo.

Figura VII.75 Estado de desarrollo de las tecnologías para producción de biocombustibles para el transporte.

Etapa	Comercial	Inicio comercial	Demostrativa	Investigación y desarrollo
Bioetanol	Etanol de azúcar y cultivos de almidón (maíz, etc.,)		Etanol lignocelulósico	
Biodiesel	Biodiesel (por transesterificación)	Diesel renovable (por hidrogenación)	Syndiesel (de gasificación y FT ¹)	Biodiesel de microalgas
Biometano		Mejoramiento biogás	Gasificación + metanación	
Otros combustibles y aditivos		DME ²	Biobutanol, Pirolisis	Nuevos combustibles (p.e., furánicos)
Hidrógeno		Reformación de biogás	Gasificación con reformación	otras nuevas rutas

Biocombustible liquido
 Biocombustible gaseoso

¹ Fischer Tropsch ² Dimetiléter

Fuente: (International Energy Agency IEA. IEA Bioenergy, 2010)

VII.5.4.5 Biocombustibles de 1ª generación

VII.5.4.5.1 Bioetanol

Los principales productores mundiales de etanol son Brasil (principalmente a partir de caña de azúcar) y los Estados Unidos (principalmente a partir de maíz), con 10 y 13 billones de galones por año, respectivamente. China (a partir de maíz y trigo) e India (utilizando principalmente caña de azúcar) produciendo cerca de 1 y 0.5 millones de galones de etanol, respectivamente. En Europa, Francia produce más de 200 millones de galones de etanol a partir de remolacha y de trigo principalmente (Drapcho, 2009). Sin embargo, se espera que no haya abasto suficiente de caña de azúcar y de maíz para la producción de etanol, lo cual limitará el crecimiento de la producción de estos biocombustibles hacia el año 2020, a menos de que se conviertan a fuentes más adecuadas como la biomasa celulósica.

Bioetanol de cultivos de azúcar y almidón

El proceso de fermentación biológica usado para la obtención de etanol a partir de cultivos de azúcar y almidón es una tecnología madura y disponible comercialmente, aunque aun se están haciendo mejoras técnicas que pueden hacer al Bioetanol más comercial por ejemplo mejoras de enzimas para convertir el almidón en azúcares (hidrólisis), mejorar las bacterias (fermentación), métodos de separación de agua, optimización del procesos y dar un mayor valor añadido a los co-productos. En el Anexo I se describen a detalle los tres procesos de obtención actualmente comerciales para el maíz, el almidón y la caña de azúcar.

VII.5.4.5.2 Biodiesel

El biodiesel es una industria en rápida expansión en los Estados Unidos que se enfrenta a un dilema cada vez mayor: una fuente de materia prima capaz de mantener el ritmo de la demanda.

El biodiesel, mezclado con diesel de petróleo, puede ser utilizado en motores a diesel sin modificarse. Tiene la ventaja añadida de una mayor lubricidad que el diesel de petróleo, por lo que ayuda a proporcionar una mayor longevidad en los motores a diesel. Para utilizar el B100 o biodiesel puro, un motor normalmente necesita una ligera modificación en el riel de combustible para evitar incrustaciones, tales modificaciones no son costosas.

Biodiesel a partir de plantas oleaginosas, aceites usados y grasas

Existen varias rutas para obtener biodiesel a partir de biomasa como la transesterificación e hidrogenación las cuales son tecnologías de 1ª generación maduras y comerciales que producen biodiesel a partir de aceites vegetales y grasas animales (ver Tabla VII.28).

Tabla VII.28 Rutas de obtención de biodiesel de 1ª generación.

Nombre común	Nombre completo	Generación de biocombustible	Ruta de conversión	Características del producto	Biomasa utilizada
Biodiesel	Biodiesel FAME (ésteres metílicos de ácidos grasos) o FAEE (ésteres etílicos de ácidos grasos)	Primera	Transesterificación de aceites vegetales y grasas animales	El biodiesel FAME tiene un contenido energético menor que el diesel derivado de combustibles fósiles y tiene límites de mezclado en algunas aplicaciones	Colza, palma, sebo, soya, etc.
Diesel renovable	Biodiesel hidrotratado	Primera	Hidrogenación de aceites vegetales o grasas animales	Similar a diesel de combustibles fósiles	Igual que biodiesel FAME

Fuente: (International Energy Agency IEA. IEA Bioenergy, 2009)

El proceso utilizado actualmente para convertir los aceites vegetales y las grasas animales en biodiesel de 1ª generación es la transesterificación el cual es un proceso catalítico relativamente sencillo.

El aceite de soya es la materia prima predominante en los Estados Unidos y en Canadá, mientras que en la Unión Europea (UE) el aceite de colza se utiliza más ampliamente para la producción de biodiesel. Típicamente una tonelada métrica (TM) de biodiesel puede ser producida a partir de 2.672 TM de colza y 5.98 TM de soya. La colza puede producir 37 kg de aceite/kg de semilla de aceite en comparación con 14 kg de aceite/kg de semilla de soya (Drapcho, 2009). La producción de biodiesel en la Unión Europea es mucho más alta que en los Estados Unidos.

Además de los aceites vegetales, provenientes de la soja y de los aceites de colza, las grasas animales como la manteca de vaca también se puede utilizar como materias primas para la producción de biodiesel. Una materia prima adecuada para la producción de biodiesel debe cumplir con varios criterios. En primer lugar, la materia prima debe estar seca. Un contenido de agua tan bajo como 1% puede favorecer la producción de jabón y limita la reacción de transesterificación. El aceite de soja crudo contiene normalmente alrededor de 0.3% de agua pero el agua se pueden eliminar fácilmente por evaporación flash. Los ácidos grasos libres (AGL) de la materia prima deben ser inferiores a 0.5 por ciento. Las especificaciones de la ASTM establecen un límite del contenido de fósforo en el biodiesel a 10 ppm. Por lo tanto, las materias primas que contienen altas concentraciones de fósforo, como el aceite de soja bruto (600 a 900 ppm en forma de fosfolípidos) deben recibir un acondicionamiento previo para eliminar el fósforo. La Agencia de Protección Ambiental (EPA) solicita cubrirse un nivel de azufre en el biodiesel que se encuentre por debajo de 15 ppm.

Con respecto a la hidrogenación este proceso consiste en reaccionar un aceite vegetal o grasa animal con hidrógeno (típicamente proveniente de una refinería de petróleo) en presencia de un catalizador. La hidrogenación ofrece más flexibilidad en las materias primas y un menor costo de producción que la transesterificación.

Esta tecnología esta en fase de demostración y en la actualidad requiere de la integración con una refinería de petróleo para evitar la construcción de una unidad dedicada de producción de hidrógeno y mantener un alto nivel de calidad de los combustibles.

Esta tecnología no ha tenido un gran despliegue tecnológico como es el caso de la refinación del petróleo a pesar de obtenerse un diesel renovable de calidad superior al obtenido en la transesterificación, esto se debe principalmente al poco interés de las compañías petroleras y refinerías en participar en la producción de biocombustibles y la renuencia del sector petrolero por posibles riesgos técnicos asociados con la degradación de los catalizadores de hidrogenación. Pero debido al gran interés en utilizar como materia prima las grasa animales y los aceites vegetales pueden llevar a un mayor despliegue tecnológico de la hidrogenación. Las principales áreas de mejora de esta tecnología son en los catalizadores para la hidrogenación

Al igual que las tecnologías anteriores el costo de producción del biodiesel varía significativamente en función de los costos de la materia prima y la escala de la planta. Sus costos varían entre 0.5 dólares por litro a 1.60 dólares por litro. La tendencia también es hacia plantas más grandes superiores a los 200 millones de litros por año.

VII.5.4.5.3 Biometano

Es una alternativa para generar electricidad, el biogás también se puede mejorar a biometano y ser inyectado a la red de gas natural para su uso en vehículos con motor a gas, esta ruta esta en teniendo importante despliegue y desarrollo.

Varios sistemas están mejorando para cumplir con normas ambientales más estrictas y consumir menos energía eléctrica durante el proceso. Los nuevos sistemas como la mejora criogénica, en donde el bióxido de carbono (CO₂) separado puede ser usado en forma pura están en fase de demostración. Pero todavía es necesario reducir los costos y simplificar el proceso.

Los biocombustibles de 1^a generación tienen que enfrentar una serie de desafíos para poder seguir utilizándose como una alternativa renovable (ver Tabla VII.29).

En Brasil el etanol se usa en mezclas por arriba del 25% en volumen para los vehículos convencionales y para su uso en mezclas mayores de hasta 85% a 100% es necesario el uso de vehículos dedicados llamados FlexFuel los cuales están disponibles en varios países. El Biodiesel se ha utilizado en flotas con mezclas de hasta 30% y en algunas regiones los vehículos pueden ser alimentados con 100% biodiesel.

Biocombustibles más avanzados con propiedades similares a la gasolina y el diesel (syndiesel, diesel renovable) pueden ser mezclados en porcentajes más altos y usados en vehículos convencionales, y pueden ser fácilmente integrados al transporte existente y su red de distribución.

Tabla VII.29 Desafíos de los biocombustibles de primera generación.

Aspecto	Desventajas
Económico	Su rentabilidad depende de los precios de los combustibles fósiles y la materia prima
Social	La materias primas por lo general son alimento lo que lleva a una competencia ya que la demanda de alimentos y los biocarburantes va en aumento
Ambiental	No esta claramente definido cual es el beneficio en emisiones de GEI llegándose a reportar emisiones mayores que los combustibles convencionales, debido al cambio de uso de suelo, uso excesivo de fertilizantes y agua, etc.
Mercado e infraestructura	El despliegue del biogás como carburante en vehículos automotores no ha sido plenamente adoptado así como falta de infraestructura necesaria para su distribución.
Uso final	A pesar que los biocombustibles incrementan los niveles de oxígeno en la gasolina y el diesel mejorando así la combustión existen límites técnicos para su mezclado y uso en vehículos convencionales. En la mayoría de las marcas se garantiza su uso con una mezcla de entre 5% a 10% pero para mezclas mayores se requieren cambios en los componentes del motor.

Fuente: (International Energy Agency IEA. IEA Bioenergy, 2009)

VII.5.4.6 Biocombustibles de 2da generación

Los biocombustibles de 2da generación buscan disminuir los efectos negativos que tenían los biocombustibles de 1ª generación y además de reducir las emisiones de GEI lo que conlleva a un menor riesgo ambiental, social y económico.

Aunque la tecnología de los biocombustibles de 2da generación, como es el diesel sintético, el uso de material lignocelulósico y uso de algas es una tecnología inmadura que necesita mayor inversión y desarrollo para lograr reducir sus costos, los avances hasta ahora han demostrado que llegará a ser comercial en la próxima década.

La generación futura de los biocombustibles como son los obtenidos de algas se encuentran en etapa de investigación y desarrollo (I+D).

La conversión de fuentes abundantes de biomasa lignocelulósica a biocarburantes como combustibles de transporte constituye una opción viable para mejorar la seguridad energética y la reducción de gases de efecto invernadero. Además existen varios cultivos, como la *Jatropha* que tienen un alto rendimiento y no son comestibles.

La diferencia con los combustibles fósiles, radica en que estos provienen de plantas que crecieron hace millones de años, mientras que los biocombustibles son producidos a partir de plantas cultivadas en la actualidad. Los biocombustibles presentan una combustión más limpia que los combustibles fósiles, y el ciclo corto de crecimiento de las plantas y la combustión de los biocombustibles derivados de ellas no agrega CO₂ a la atmósfera. Se ha informado de que el etanol de celulosa y el etanol producido a partir de otros recursos de

biomasa tienen el potencial para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 86% (Wang, 2007).

Materiales lignocelulósicos, como los residuos agrícolas (paja de trigo, bagazo de caña de azúcar, el rastrojo de maíz), los productos forestales (madera dura y blanda), y los cultivos dedicados (*switchgrass*, *salix*) son fuentes de energía renovables. Estas materias primas son muy abundantes y generan niveles bajos de gases de efecto invernadero. Aproximadamente el 90% del peso seco de la mayoría de las plantas se almacena en forma de celulosa, hemicelulosa, lignina y pectina. La presencia de lignina conduce a una barrera protectora que impide la destrucción de las células vegetales por los hongos y las bacterias para su conversión en energía. Para lograr la conversión de la biomasa en combustibles, la celulosa y la hemicelulosa deben de romperse en sus correspondientes monómeros (azúcares), para que los microorganismos puedan utilizarlos.

VII.5.4.6.1 Bioetanol de material lignocelulósico

El bioetanol puede producir a partir de biomasa lignocelulósica, es decir, de cualquier materia orgánica que contenga una combinación de lignina, celulosa y hemicelulosa.

La celulosa y las hemicelulosas pueden ser hidrolizadas con productos químicos y/o enzimas hacia azúcares monoméricos, que posteriormente pueden ser convertidos biológicamente en biocombustibles. Los tres componentes, también pueden ser convertidos en gas de síntesis por un proceso de gasificación. El gas de síntesis puede ser convertido a etanol biológicamente o catalíticamente. La primera opción, es decir, la hidrólisis de las dos fracciones de hidratos de carbono, seguidas de la fermentación, ha sido la más extensamente investigada y tiene muchas mejores posibilidades de alcanzar una primera comercialización. Las cuatro principales fuentes de biomasa lignocelulósica son los productos forestales y sus residuos, los agrícolas y sus residuos, las cosechas dedicadas a la obtención de energía y los componentes biológicos de los residuos sólidos municipales (RSU) (Drapcho, 2009).

Hay tres procesos de hidrólisis que suelen utilizarse para producir una variedad de azúcares aptos para la producción de etanol: 1) ácido diluido, 2) ácido concentrado, y 3) enzimáticos. La hemicelulosa puede ser fácilmente hidrolizada por ácidos diluidos en condiciones moderadas, pero se requieren condiciones más extremas para lograr la hidrólisis de la celulosa.

En el proceso de ácido diluido, la reacción se realiza a alta temperatura y presión, y debido a los bajos rendimientos de glucosa durante la hidrólisis de la celulosa, la obtención de etanol es baja. El uso de ácido concentrado en el proceso de hidrólisis puede dar un mayor rendimiento y cantidad de etanol debido a una conversión aproximada al 100% de la celulosa en glucosa. El proceso de hidrólisis ácida diluida emplea altas temperaturas (160-230°C) y presiones (~10 atm) (Iranmahboob, 2002). La concentración del ácido en el proceso de hidrólisis con ácido diluido está en el rango de 2-5%. La concentración del ácido utilizada en el proceso de hidrólisis ácida concentrada está en el rango de 10-30%. Se requieren temperaturas de operación bajas (<50°C) y se requieren presiones atmosféricas durante el proceso (Broder, 1995). La hidrólisis ácida concentrada implica tiempos de retención más largos y los rendimientos del etanol son superiores a la hidrólisis con ácido diluido. Las enzimas producidas por una gran variedad de microorganismos también son capaces de hidrolizar los materiales lignocelulósicos en azúcares, pero requieren mayor tiempo de retención. La hidrólisis enzimática es el método más común de producir etanol a partir de biomasa lignocelulósica.

Antes de llevar a cabo el proceso de transformación es necesario un pretratamiento de la materia prima para alterar el tamaño y la estructura de la biomasa, así como su composición química.

La etapa de pretratamiento debe cumplir los siguientes requisitos:

- mejorar la formación de azúcares o la capacidad de formar especies intermedias que posteriormente puedan por hidrólisis generar los azúcares
- ser rentables.
- evitar la degradación o la pérdida de carbohidratos, y
- evitar la formación de subproductos que son inhibidores posteriores de la hidrólisis enzimática y de los procesos de fermentación

El objetivo del proceso de pretratamiento es romper la estructura de la lignina y desbaratar la estructura cristalina de la celulosa, de modo que los ácidos o enzimas puedan tener acceso fácilmente e hidrolizar la celulosa. El proceso de pretratamiento puede ser el proceso más caro en la transformación de la biomasa en combustible, pero tiene gran potencial de ser mejorado en términos de eficiencia y en la reducción de costos a través de la investigación y el desarrollo. El pretratamiento es una etapa muy importante en los procesos de transformación de la biomasa en biocombustibles.

Actualmente existen varios pretratamientos para la biomasa lignocelulósica que se presentan en la tabla siguiente (Tabla VII.30).

La acción de los microorganismos y las enzimas de fuentes biológicas pueden conducir a la producción de etanol y sobre todo, con menos frecuencia, a propanol y butanol. Los microorganismos pueden llevar a cabo la fermentación del azúcar, almidón, hemicelulosa, o la fermentación de celulosa, la cual es la más difícil. El biobutanol, que también se llama biogasolina, se promueve con frecuencia como una opción interesante para reemplazar directamente a la gasolina, ya que se puede utilizar directamente en un motor de gasolina.

Los métodos de pretratamiento tienen la finalidad de que la hidrólisis pueda fraccionar los carbohidratos a azúcares monoméricos de una manera rápida y con mayor rendimiento. El proceso de hidrólisis de la celulosa puede ser significativamente mejorado, eliminando la lignina y la hemicelulosa, reduciendo el grado de cristalinidad de la celulosa, y aumentando la porosidad a través de dichos procesos de pretratamiento (Kumar, 2009).

En el proceso de hidrólisis, los azúcares son liberados al romper las cadenas de hidratos de carbono, antes de ser fermentados hacia alcohol. Los procesos de hidrólisis de celulosa incluyen (1) la hidrólisis ácida y (2) la hidrólisis enzimática. El ácido diluido puede ser utilizado bajo condiciones de alta temperatura y presión, en tanto que el ácido concentrado puede ser utilizado a temperaturas más bajas y a presión atmosférica. La mezcla de ácido y celulosa de-cristalizada y azúcares, reaccionan en presencia del agua, liberando las moléculas individuales de azúcares. El proceso que utiliza ácido diluido es un proceso "duro" que lleva a la formación de productos de degradación tóxicos que pueden interferir con la fermentación. Las cadenas de celulosa también se pueden dividir en monómeros de glucosa por la acción de enzimas conocidas como celulasas. Las celulasas se refieren a una clase de enzimas producidas principalmente por hongos, bacterias y protozoarios, que catalizan la hidrólisis de la celulosa.

Tabla VII.30 Resumen de los diversos procesos utilizados en el pretratamiento de la biomasa lignocelulósica.

Proceso de pretratamiento	Ventajas	Limitantes y desventajas
Trituración mecánica	Reduce el índice de cristalinidad de celulosa	El consumo de energía suele ser mayor que la energía inherente a la biomasa misma
Explosión con vapor	Provoca la degradación de la hemicelulosa y la transformación de la lignina; es rentable	destrucción de una parte de la fracción del xilano; interrupción incompleta de la matriz de lignina-carbohidratos, generación de compuestos inhibidores de los microorganismos
AFEX	Aumenta el área superficial y su acceso, elimina la lignina y la hemicelulosa en una forma en que no se producen inhibidores para los procesos subsecuentes	No es eficiente para la biomasa con alto contenido de lignina
Explosión con CO ₂	Aumenta el área superficial y la accesibilidad, es rentable; no provoca la formación de compuestos inhibitorios	no modifica la lignina o hemicelulosas
Ozonólisis	Reduce el contenido de lignina, no produce residuos tóxicos	se requiere una gran cantidad de ozono; costoso
Hidrólisis ácida	Hidrólisis de la hemicelulosa en xilosa y en otros azúcares; altera la estructura de la lignina	de alto costo, corrosión del equipo, formación de sustancias tóxicas
Hidrólisis alcalina	Remueve las hemicelulosas y lignina, aumenta el área superficial y la accesibilidad	Largos tiempos de residencia requeridos; se forman sales irre recuperables que son incorporadas a la biomasa
Organosolv	Hidrólisis la lignina y la hemicelulosa	Es necesario drenar los disolventes del reactor, evaporarlos, condensarlos, y reciclarlos; alto costo
Pirólisis	Se obtienen productos gaseosos y líquidos	Se requieren altas temperaturas, producción de cenizas
Doble tornillo	Permite la recuperación de las pentosas en más del 80%. Es un proceso continuo con tiempos de residencia de 10 a 20 minutos y trabaja a temperaturas moderadas (120-130°C).	La tecnología está en desarrollo a nivel de planta semi-piloto. Generación de corrientes de desechos en el pretratamiento.
Impulsos de campos eléctricos	Condiciones ambientales, interrupción de las células vegetales; equipo sencillo	El proceso necesita más investigación
Catalizadores sólidos ácidos	Se requieren temperaturas moderadas y tiempos de contacto intermedios. Fácil separación del catalizador del medio de reacción y su actividad alta permite su reutilización	El proceso se encuentra en desarrollo a nivel de laboratorio de investigación
Biológicos	Degradación de la hemicelulosa y la lignina;	La velocidad de la hidrólisis es muy baja

Fuente: (Kumar, 2009, J.-C. Ogier, 1999)

También hay celulasas producidas por plantas y animales. La reacción se produce a la temperatura corporal en los estómagos de los rumiantes como las vacas y ovejas, donde las enzimas son producidas por las bacterias intestinales. La hidrólisis enzimática de los materiales lignocelulósicos, se lleva a cabo en condiciones relativamente suaves (50°C y pH=5), lo que permite una hidrólisis eficaz de la celulosa sin la formación de subproductos que de otra manera pueden inhibir la actividad enzimática.

Los azúcares de seis carbonos (hexosas), como la glucosa, galactosa y manosa, son fácilmente fermentados a etanol por diversos organismos naturales. La levadura de fabricación del pan, o *Saccharomyces cerevisiae*, se ha utilizado tradicionalmente en la industria cervecera para producir etanol a partir de hexosas. Debido a la naturaleza compleja de los hidratos de carbono presentes en la biomasa lignocelulósica, como los azúcares de cinco carbonos, xilosa y arabinosa, procedentes de la hemicelulosa, también están presentes en el hidrolizado. Como resultado, la capacidad de los microorganismos fermentadores para utilizar toda la gama de azúcares disponibles en el hidrolizado es vital para aumentar la competitividad económica del etanol de celulosa y productos químicos de origen biológico. En los últimos años, la ingeniería metabólica de los microorganismos utilizados en la producción de etanol ha mostrado un progreso significativo (Jeffries, 2004). Microorganismos tales como *Zymomonas mobilis* y *Escherichia coli*, además de *Saccharomyces cerevisiae*, han sido conducidos a través de la ingeniería metabólica para la producción de etanol celulósico. Recientemente, las levaduras modificadas mediante ingeniería genética, han sido reportadas de manera eficiente para fermentar a la xilosa (Ohgren, 2006) y la arabinosa (Becker, 2003), así como las mezclas de xilosa y arabinosa (Karhumaa, 2006).

La recuperación de los combustibles a partir del caldo de fermentación se obtiene por destilación o por una combinación de destilación y adsorción. Los otros componentes, incluida la lignina residual, celulosa y hemicelulosa sin reaccionar, y las enzimas, se acumulan en la parte inferior de la columna de destilación.

El gas de síntesis también puede convertirse en un combustible líquido utilizando diferentes métodos que emplean el demostrado proceso de conversión catalítica, Fischer Tropsch.

El gas de síntesis puede ser transformado en un gas rico en metano conocido como gas natural sintético (SNG), debido a su composición es posible su uso en combinación con el gas natural. Existen proyectos de demostración en Austria y se están desarrollando a escala comercial en Suecia y Suiza. Tanto la gasificación de biomasa y el proceso Fischer Tropsch son tecnologías maduras y utilizadas a escala comercial. Para la producción de metanol la tecnología esta en fase de demostración en Alemania.

Los procesos de biocombustibles lignocelulósicos y los combustibles de algas entre otros procesos avanzados no convierten toda la materia prima en el producto final deseado dejando una parte importante de materia carbonosa que podría utilizarse eficaz e integralmente con el proceso de gasificación de biomasa (International Energy Agency IEA. IEA Bioenergy, 2009).

La mayoría de las tecnologías de etanol lignocelulósico están en fase de I+D especialmente en los Estados Unidos pero también existe un gran interés en el norte de Europa y en Brasil, se han tenido grandes avances y es probable que en las próximas décadas se tengan plantas a escala comercial.

Entre los desafíos que presentan los biocombustibles de 2da generación son los costos, es necesario una reducción para poder competir con los combustibles fósiles y los biocombustibles de 1ª generación, pero esta reducción dependerá de los posibles beneficios en reducción de emisiones de GEI y otros beneficios potenciales (p. ej. seguridad energética) y el futuro costo de los combustibles en competencia. El potencial de reducción de GEI de los combustibles de segunda generación se ha estimado alto y en general mejor que cualquier proceso de obtención de los biocombustibles de 1ª generación. La disponibilidad y sustentabilidad de la materia prima será clave para su desarrollo.

VII.5.4.6.2 Biodiesel de semillas oleaginosas

Muchas especies de semillas oleaginosas no comestibles tienen un alto potencial para la producción de biodiesel la más utilizada actualmente es la *Jatropha curcas* o piñón (International Energy Agency IEA. IEA Bioenergy, 2008). La *jatropha* es una planta originaria de México y Centroamérica pero crece en cualquier clima tropical y en suelos áridos y semiáridos (ver Figura VII.76). Su crecimiento es relativamente rápido empezando a dar frutos desde el primer año su madures es a los cuatro o cinco años con un ciclo productivo entre 30 y 50 años, produce semillas con un contenido de aceite de 40%. Se puede sembrar en prácticamente cualquier terreno. (Biodisol, 2010).

El interés hacia la *jatropha* es cada vez mayor debido a que puede cultivarse en tierras marginales de menor valor agrícola. El aceite de *Jatropha* se puede utilizar para los requerimientos locales de biodiesel o para su exportación a países que no pueden cubrir su cuota de requerimientos. Su interés de inversión es alto pero falta optimizar sus rendimientos y mejorar la recolección y las técnicas de manipulación. En la actualidad se han logrado altos rendimientos pero con requerimientos de insumos relativamente altos de agua además de no tener ganancias económicas (Ariza-Montobio). Actualmente se han desarrollado nuevas variedades que son más resistentes y requieren menos consumo de agua pero aun están en su fase de investigación. Con respecto al balance energético estudios preliminares indican un balance energético positivo y reducciones los gases de efecto invernadero con respecto al diesel de origen fósil pero con efectos negativos en otras categorías de impacto como la eutrofización y acidificación (Achten, 2008, Institute for Energy and Environmental Research Heidelberg IFEU, 2007).

Figura VII.76 *Jatropha Curcas*.



Fuente: (Secretaría de Agricultura)

VII.5.5 Comparación de los biocombustibles de 1ª y 2da generación

El bioetanol y el biodiesel que se utilizan hoy en día en el mundo son combustibles de 1ª generación con limitados o nulos beneficios ambientales y que, en ocasiones, han afectado negativamente a los mercados de alimentos y a los ecosistemas.

Para que los biocombustibles contribuyan positivamente a enfrentar el cambio climático es necesario que su producción sea mucho más eficiente y no conlleve prácticas insustentables en el largo plazo, Los biocombustibles de segunda generación se están desarrollando para alcanzar este objetivo.

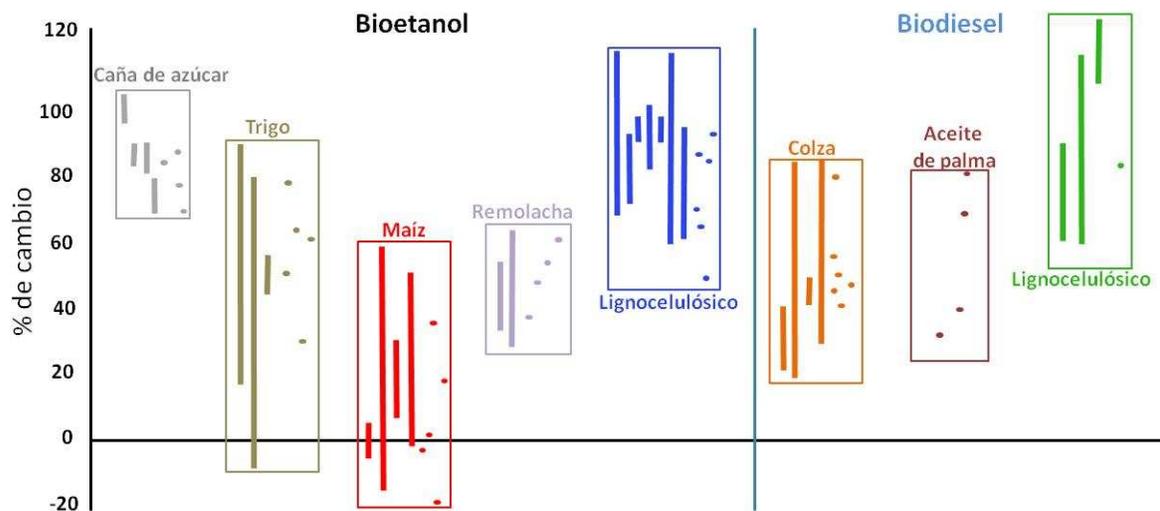
La Agencia internacional de la Energía en un estudio reciente (International Energy Agency IEA, 2010d) presenta una comparación de los biocombustibles de 1ª y 2da generación con los de origen fósil (ver Figura VII.77).

Se analizaron 60 estudios de ciclo de vida y el resultado muestra que los beneficios en cuanto a emisiones de gases de efecto invernadero son significativos solo para el etanol a partir de la caña de azúcar y para los biocombustibles de origen lignocelulósico, de segunda generación.

El obtener biocombustibles a partir de residuos agrícolas y forestales y no de cultivos dedicados, con lleva menos impactos económicos y ambientales pero no es siempre inocuo.

Los biocombustibles de 2da generación representan una mejora importante pero aun tiene limitaciones que deben superarse. Para que los biocombustibles representen una opción real y positiva para transitar a una económica de bajo consumo será necesario desarrollar sistemas de certificación que garanticen su integridad ambiental y avanzar en el desarrollo de biocombustibles de 3ra generación.

Figura VII.77 Porcentaje de cambio en las emisiones de gases de efecto invernadero para diferentes biocombustibles en comparación con los combustibles fósiles.



Nota: análisis basado en 60 estudios publicados de ciclo de vida. Los rangos se presentan en barras y los datos específicos en puntos.

Fuente:(International Energy Agency IEA, 2010a)

VII.5.5.1 Biocombustibles de 3ra generación

VII.5.5.1.1 Biocombustibles a partir de algas

En la actualidad, la producción de biocombustibles a partir de algas no se ha comercializado, debido a los altos costos asociados con la producción, cosecha y preparación para la tradicional extracción-transesterificación en esteres metílicos de ácidos grasos (FAME). La reacción para producir el biodiesel, una vez que se extraen los lípidos de las algas, es la misma que se utiliza para los aceites vegetales vírgenes, que ha estado en uso por varios años. Esta reacción se conoce como transesterificación. Sin embargo, la mayoría de los métodos utilizados para extraer el aceite de las algas se dan sobre el producto por biomasa seca. Por lo general se han utilizado en investigaciones anteriores la liofilización para garantizar un bajo contenido de humedad homogéneo en las células. Esto no es práctico en la industria, debido a su alto costo y a los tiempos de deshidratación lentos. El secado con hornos tampoco es ideal, ya que puede conducir daño a los lípidos. Las temperaturas suficientemente bajas como para proteger a los lípidos, provocan un aumento en el tiempo del secado, y otros métodos, como el secado forzado por aire, causan un aumento en el precio. Estos costos asociados con el pretratamiento de la biomasa son la causa de los altos costos de las materias primas asociado a la producción de biodiesel, las microalgas no son la excepción. De hecho, los costos del aceite de las microalgas son considerablemente más elevados que el aceite de soja en la actualidad, debido principalmente a la infraestructura existente para los cultivos terrestres y a la falta de inversión para el cultivo organismos acuáticos como las microalgas a gran escala.

Las algas pueden ser utilizadas para producir energía de varias maneras. Una de las formas más eficaces es a través del uso de los aceites para producir biodiesel. Algunas algas pueden producir gas hidrógeno en condiciones de crecimiento especializadas. La biomasa de las algas también puede ser quemada, de manera similar a la madera, para generar calor y electricidad.

Los aceites de las microalgas son otra materia prima potencial para la producción de biodiesel. Varios tipos de microalgas pueden acumular aceites que son adecuados para la producción de biodiesel, hasta en un 60 por ciento (base seca) de su biomasa. En comparación con los cultivos terrestres, que requieren toda una temporada para crecer, presentan como máximo alrededor del 5% de su peso seco en aceite, las microalgas crecen rápidamente y tienen alto contenido de aceite.

El empleo del aceite proveniente de las microalgas para la producción de biodiesel tiene muchas características técnicas interesantes, estas incluyen (1) El dióxido de carbono proveniente de las chimeneas en centrales carboeléctricas puede utilizarse como fuente de carbono para las microalgas con una eficiencia de conversión de hasta el 90%, de esta manera mitigando el calentamiento global. (2) La biomasa residual después de la extracción de aceite puede emplearse para la producción de etanol, que es otro biocombustible. (3) El CO₂ producido en la fermentación del etanol se puede utilizar como una fuente adicional de materia prima para la producción de microalgas. Un primer estudio realizado por el NREL concluyó que debido a los altos costos de producción de algas a gran escala, el proceso de producción de biodiesel a partir de microalgas cultivadas en estanques abiertos no era económico. Recientemente, se desarrolló un sistema de fotobiorreactores de bucle cerrado para el cultivo de microalgas que utiliza CO₂ de las chimeneas y fue desarrollado por Green Fuel Technologies Corporation en los Estados Unidos. Este nuevo desarrollo despertó el interés del uso de aceites de microalgas como

materia prima para la producción de biodiesel y con etanol, metano y proteínas como sub-productos con potencial aplicación. Están en marcha los intentos para comercializar esta tecnología (Drapcho, 2009).

Algunas especies de microalgas producen ácidos grasos de cadenas largas, que son útiles como combustibles de aviación, conocidos como Jet A o Jet A-1. De hecho, un Boeing 747-400 de Virgin Atlantic hizo un vuelo de prueba en febrero de 2008 usando una mezcla con 20% de biocombustible. El Departamento de Defensa de Estados Unidos, está patrocinando una investigación para la creación del combustible para aviación JP-8 a partir de algas.

Sistemas de cultivo de las algas.

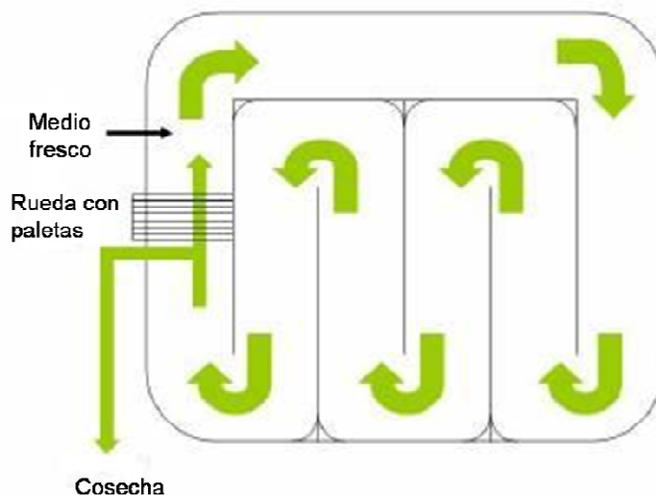
Las algas se cultivan tradicionalmente en estanques abiertos, conocidos como estanques de tasa alta, o en sistemas cerrados conocido como fotobiorreactores. Cada sistema tiene sus propias ventajas y desventajas. Las macroalgas han sido cultivadas desde hace algún tiempo en sistemas donde puedan adherirse, los mejores ejemplos de estos son los sistemas depuradores de algas en césped que son sistemas utilizados para secuestrar nutrientes en aguas residuales y proporcionan forraje para el ganado. Algunas especies también pueden ser cultivadas con alta densidad mediante el crecimiento heterotrófico.

Las microalgas requieren condiciones específicas para crecer. Puesto que son microorganismos fotosintéticos, necesitan una fuente de luz, dióxido de carbono, agua y sales inorgánicas. Para un crecimiento óptimo la temperatura debe estar entre los 15 y los 30°C. Algunas microalgas incluso pueden crecer sin luz, utilizando una fuente de carbono orgánico en vez de CO₂, esto se conoce como crecimiento heterotrófico. Sin embargo, con el fin de minimizar los costos, las algas se cultivan a menudo utilizando la luz solar, a pesar de que la productividad disminuye debido a las variaciones diarias y estacionales en la cantidad de luz disponible. El medio de cultivo debe contener nutrientes esenciales como nitrógeno, fósforo, hierro, y en algunas ocasiones silicio, para fomentar el crecimiento de las algas. Para la producción a gran escala de las microalgas, éstas se mezclan continuamente para evitar que se depositen, y los nutrientes se proporcionan durante el día, cuando las algas se están reproduciendo. Sin embargo, se puede perder hasta una cuarta parte del peso producido durante el día debido a la respiración durante la noche.

Circuitos abiertos

Los estanques abiertos son los más antiguos y simples sistemas de cultivo masivo de microalgas. En este sistema, el estanque es poco profundo, por lo general cerca de 30 cm de profundidad, las algas se cultivan en condiciones idénticas a su medio ambiente natural. El estanque está diseñado generalmente en forma de "canal" o de "autopista", en el que una rueda con paletas, proporciona la circulación y mezcla las microalgas y los nutrientes (ver Figura VII.78). Los canales están hechos típicamente de hormigón, o simplemente están excavados en la tierra y se forran con plástico para evitar que la tierra absorba el líquido. Se colocan mamparas dentro del canal para dirigir el flujo en las curvas, a fin de minimizar espacio y pérdidas. Se agrega medio frente a la rueda de paletas, y el caldo de algas es cosechado detrás de la rueda de paletas, después de haber sido circulado a través del bucle.

Figura VII.78 Esquema de un estanque (HRP), o diseño de autopista con rueda de paletas.



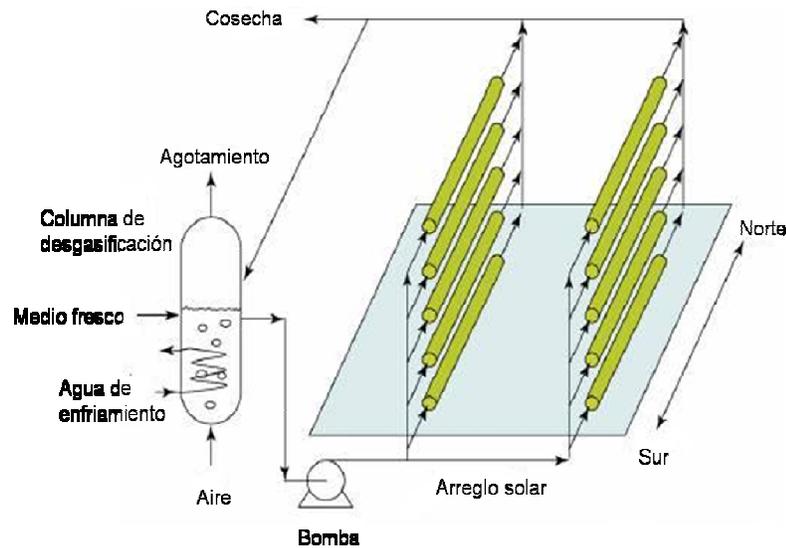
Fuente: (Johnson, 2009)

Aunque los estanques abiertos son menos costosos de construir y operar que los fotobiorreactores cerrados, este sistema de cultivo tiene sus desventajas intrínsecas. Se trata de sistemas al aire libre, que a menudo experimentan una gran pérdida de agua por evaporación. Por lo tanto, los estanques abiertos no permiten el uso eficiente del dióxido de carbono por las microalgas, y la producción de biomasa es limitada. La productividad de la biomasa también se limita por la contaminación con especies de algas no deseadas, así como organismos que se alimentan de las algas. Además, es difícil de mantener el cultivo en condiciones óptimas en los estanques abiertos y la recuperación de la biomasa es costosa.

Fotobiorreactores cerrados

Los fotobiorreactores son otro método para cultivar microalgas. Este proceso elimina muchos de los problemas experimentados en estanques abiertos y los sistemas de canalización, las ventajas son obvias. Los fotobiorreactores pueden superar los problemas de contaminación y evaporación encontrados en los sistemas HRP. La productividad de biomasa de los diferentes diseños pueden ser 13 veces mayor que el promedio de un estanque de canal tradicional. La recolección de biomasa es menos costosa que en los sistemas HRP, ya que la concentración típica de las algas es aproximadamente 30 veces mayor que la biomasa que se encuentra en sistemas HRP. Hay diferentes tipos de biorreactores, pero por lo general, se dividen en dos grandes categorías: 1) los que usan luz natural o 2) los que usan iluminación artificial. El diseño de los fotobiorreactores cerrados es similar al de los fermentadores convencionales, pero necesitan un suministro de luz y de dióxido de carbono (ver Figura VII.79). Los fotobiorreactores tubulares cerrados permiten a menudo una mayor penetración de la luz. Los tubos pueden ser helicoidales o rectos, para permitir una mayor relación de área superficial/volumen y permitir que las algas crezcan a medida que circulan por todo el diseño.

Figura VII.79 Esquema de un fotobiorreactor cerrado (variedad tubular).



Fuente: (Chisti, 2008)

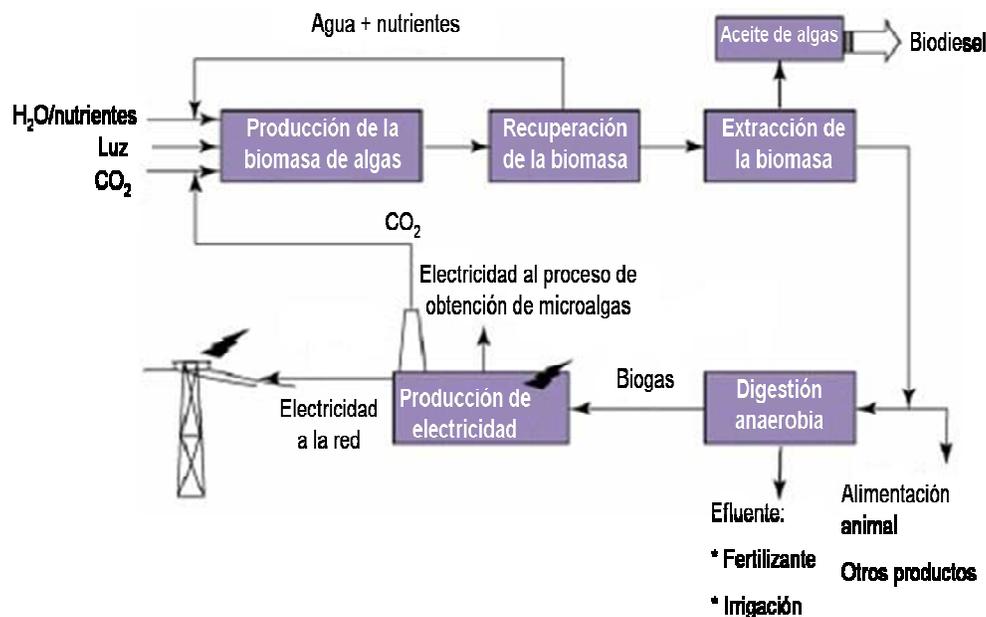
Sin embargo, los fotobiorreactores cerrados también tienen algunas desventajas. Las variaciones de luz y temperatura, común en todos los sistemas fotosintéticos, puede provocar un crecimiento sub-óptimo de las microalgas. El escalamiento en estos sistemas es muy difícil, e implica un alto costo el hacerlo. El costo inicial de capital por sí solo, es muy alto, debido a su complejidad, y a las diferencias en el diseño y la construcción. Este costo estaría justificado cuando se pretende la producción de un producto de alto valor, como en el ramo farmacéutico, pero un producto básico de menor valor, como los combustibles, no puede recuperar el costo inicial de construcción en un tiempo razonable. Otro problema común entre los estanques abiertos y los fotobiorreactores, es la cuestión de penetración de la luz. La penetración de la luz es inversamente proporcional a la densidad celular y disminuye exponencialmente con la profundidad de la penetración. La adherencia de las células a las paredes de los tubos también puede impedir la penetración de la luz. Aunque en los sistemas cerrados puede mejorarse la concentración de biomasa, el crecimiento de las microalgas sigue siendo sub-óptima debido a variaciones en la temperatura y la intensidad de la luz. Otro problema común con los fotobiorreactores, son los altos niveles de oxígeno que producen las algas por respiración, y la toxicidad del alto contenido de oxígeno que mata las microalgas. Para contrarrestar este acto, algunos diseños modernos emplean un depurador de oxígeno, para eliminar el gas del sistema y expulsarlo a la atmósfera.

Una productividad media anual de biomasa de microalgas en un sistema de producción bien diseñado, ubicado en una zona tropical puede ser del orden de $1535 \text{ kg}\cdot\text{m}^{-3}\cdot\text{d}^{-1}$. Considerando este nivel de producción de biomasa y si se supone un contenido promedio de aceite de 30% en peso seco de la biomasa de alga, el rendimiento de aceite por hectárea de superficie total es cercano a 123 m^3 considerando un 90% del calendario anual efectivo (aproximadamente un 10% del año no hay productividad, porque la planta de producción se debe cerrar para dar mantenimiento rutinario y limpieza). Esto equivale a un rendimiento de biodiesel de microalgas de 98.4 m^3 por hectárea. Por lo tanto, si se considera que la producción de biodiesel que requieren los Estados Unidos para satisfacer

sus necesidades de transporte es de 0.53 billones de m³, se requeriría entonces cultivar las microalgas en una superficie cercana a 5.4 millones de hectáreas, es decir, sólo el 3% de la superficie de los terrenos cultivables en los Estados Unidos. Este es un escenario posible, incluso si la biomasa de algas contuviera sólo un 15% de aceite en peso seco. No hay ninguna otra fuente potencial de producción de biodiesel que sea semejante a las microalgas en cuanto a producción de biodiesel se refiere. Otra ventaja importante de las microalgas es que, a diferencia de otros cultivos oleaginosos, es que crecen muy rápidamente y normalmente pueden llegar a duplicar su biomasa en un lapso de 24 h. De hecho, el tiempo de duplicación de la biomasa de microalgas durante el crecimiento exponencial puede ser tan corta como 3.5 h, que es significativamente más rápido que el tiempo de duplicación de los cultivos oleaginosos (Chisti, 2008).

En la Figura VII.80, se muestra un esquema conceptual para la producción de aceite de microalgas para obtener el biodiesel. Se proporcionan agua, nutrientes inorgánicos, dióxido de carbono y luz al cultivo de microalgas durante la etapa de producción de la biomasa. En la etapa de recuperación de la biomasa, las células en suspensión se separan del medio, el agua y los nutrientes residuales se reciclan a la etapa de producción de la biomasa. La biomasa recuperada se utiliza para extraer el aceite de alga, el cual es transformado después en biodiesel en un proceso independiente. Los residuos de la biomasa pueden utilizarse como alimento animal y para la recuperación de otros posibles productos de alto valor que pueden estar presentes en la biomasa. La mayor parte de la biomasa se somete a una digestión anaerobia, con la finalidad de producir biogás para generar electricidad. Los efluentes del digestor anaerobio se utilizan como fuente de fertilizantes ricos en nutrientes y el agua para riego. La mayor parte de la energía eléctrica generada a partir del biogás, se consume en el proceso de producción de las algas y cualquier exceso de energía se vende a la red. Las emisiones de dióxido de carbono en la fase de generación de energía eléctrica se alimentan en la fase de producción de biomasa.

Figura VII.80 Esquema conceptual para la producción de microalgas.



Fuente. (Chisti, 2008)

Aproximadamente la mitad del peso seco de la biomasa de las microalgas es carbono, el cual se deriva principalmente del dióxido de carbono. Por lo tanto, la producción de 100 toneladas de biomasa de algas fija aproximadamente 183 toneladas de dióxido de carbono. Este dióxido de carbono debe ser alimentado continuamente a la luz del día. La producción de biomasa de microalgas puede hacer uso del dióxido de carbono que se libera en las centrales eléctricas debido a la combustión de combustibles fósiles. Este dióxido de carbono puede estar disponible a un costo bajo o nulo.

La pasta concentrada de biomasa se extrae con un disolvente inmisible con el agua para recuperar el aceite de las microalgas, que luego pueden ser convertidos en biodiesel usando ya los métodos existentes. Se esperaría que la extracción por disolvente (hexano, por ejemplo) permitirá su recuperación y reciclado.

Otro punto relevante es el contenido energético del biogás producido por la digestión anaeróbica, el cual está entre 16200 kJ.m^{-3} a 30600 kJ.m^{-3} , dependiendo de la naturaleza de la biomasa. Normalmente, el rendimiento del biogás varía desde 0.15 hasta 0.65 m^3 por kg de biomasa seca. Suponiendo valores promedio de energía del biogás y rendimientos, la producción de biogás a partir de los sólidos de microalgas, una vez que se ha extraído el 30% de aceite, podrían proporcionar al menos 9360 MJ de energía por tonelada métrica (Chisti, 2008).

Los impedimentos para la producción del biodiesel de microalgas a gran escala son principalmente de tipo económico. La economía de la producción de biodiesel podrá mejorarse cuando se desarrollen avances en la tecnología de producción. Cuestiones tecnológicas concretas destacadas implican métodos más eficaces para la recuperación de la biomasa de algas desde los medios diluidos en los diferentes diseños (HRP y tubulares). Además, se requieren procesos de extracción que permitan la recuperación del aceite de microalgas a partir de las pastas de biomasa húmeda sin necesidad de secado.

Mejoras en la ingeniería de fotobiorreactores permitiría hacer predicciones más confiables de la productividad y permitir el diseño otros nuevos que sean más eficientes. Un enfoque diferente y complementario para aumentar la productividad de las microalgas es a través de ingeniería genética y metabólica que son probablemente las herramientas que tengan el mayor impacto en optimizar la economía de la producción de aceite de microalgas. Esto ha sido reconocido desde la década de 1990, pero parece no haber progreso y la ingeniería genética de las algas se encuentra muy por detrás de aquella de las bacterias, los hongos y los eucariotas superiores. La ingeniería genética de las microalgas se ha enfocado más bien a la obtención de sustancias bioactivas con valor agregado, más que a la producción de aceites. Esta situación resurge debido al fuerte interés en los biocombustibles producidos de forma sustentable. Por ejemplo, la ingeniería a nivel molecular puede ser utilizado potencialmente para: (1) aumentar la eficiencia fotosintética y aumentar la producción de biomasa en presencia de luz, (2) aumentar la tasa de crecimiento de la biomasa, (3) elevar el contenido de aceite de la biomasa, y (4) mejorar la tolerancia a los aumentos de temperatura de las microalgas, de manera que haya una menor necesidad de refrigeración de los medio de cultivo, porque esto es costoso.

Otro factor importante que podría abordarse mediante la ingeniería metabólica es la fotoinhibición. Como las plantas, las microalgas experimentan fotoinhibición en niveles elevados de luz de día, en que la fotosíntesis se reduce cuando la intensidad de la luz ha superado un cierto valor. La producción de microalgas que no presenten fotoinhibición o que tengan un umbral de inhibición superior, mejoraría considerablemente la producción de biodiesel.

Por último, es útil comparar el potencial de biodiesel de microalgas con el etanol de caña de azúcar, ya que sobre una base equivalente de energía, el etanol de caña de azúcar puede producirse a un precio comparable al de la gasolina. El etanol es bien conocido para ser usado como combustibles de transporte y la caña de azúcar es la fuente más productiva de etanol. Por ejemplo, en Brasil, el mejor rendimiento de etanol de caña de azúcar es de 7.5 m³ por hectárea. Sin embargo, el etanol tiene sólo ~64% del contenido energético del biodiesel. Por lo tanto, si toda la energía asociada con 0.53 billones de m³ de biodiesel que los Estados Unidos necesitan cada año, fuera a ser proporcionada por el etanol, se necesitarían cerca de 828 millones de m³ de etanol. Esto requeriría la plantación de caña de azúcar en una superficie de 111 millones de hectáreas o el 61% de la superficie total disponible de cultivo de los Estados Unidos.

VII.5.6 Costos

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA) (International Energy Agency IEA, 2008), se espera que en un futuro los costos de la bioenergía se reduzcan debido a los avances en la tecnología y se adopten economías de escala en plantas comerciales grandes, ellos estiman que los costos actuales de electricidad de biomasa que están entre 62 a 185 dólares por MWh se pueden reducir en el año 2050 entre 49 123 dólares por MWh. Con respecto al costo de los biocombustibles para el transporte se espera que los costos actuales que están entre 10 a 31 dólares por GJ bajen de 7 a 12 dólares por GJ y los costos de la producción de calor se mantengan casi en el mismo precio de 4 a 9 dólares por GJ al mismo año 2050.

Cabe aclarar que el costo de la biomasa varía de país y de región debido a diferentes factores como son el costo del terreno, mano de obra, transporte, almacenamiento y los rendimientos de los diferentes cultivos, entre otros. En los últimos años muchos costos se han reducido debido a que los rendimientos de los cultivos y el uso de residuos o desechos de biomasa los cuales reducen los costos y proporcionan ingresos adicionales a los agricultores.

La Tabla VII.31 muestra los costos, eficiencias y capacidades típicas de una planta de tecnologías de producción de bioenergía.

Tabla VII.31 Costos, eficiencias y capacidades típicas para la generación de bioenergía.

Tipo de conversión	Capacidad	Eficiencia neta	Costos de inversión
Digestión anaeróbica	< 10 MW	10 - 15% eléctrica 60 - 70% calorífica	
Gas de relleno sanitario	< 200 kW a 2 MW	10 - 15% eléctrica	
Combustión para generación de calor	5 - 50 kW _t residencial 1 - 5 MW _t industrial	10 - 20% combustión abierta 40 - 50% estufa 70 - 90% hornos	USD 23/kW _t estufas USD 370 - 990/kW _t hornos
Combustión para generación de energía eléctrica	10 - 100 MW	20 - 40%	USD 1,975 - 3,085/kW
Combustión para cogeneración	0.1 - 1 MW 0.2 1 - 50 MW	60 - 90% total 80 - 100% total	USD 3,333 - 4,320/kW USD 3,085 - 3,700/kW
Co-combustión con carbón	5 - 100 MW existente > 100 MW planta nueva	30 - 40%	USD 123 - 1,235/kW + costos de la estación de potencia
Gasificación para generación de calor	50 - 500 kW _t	80 - 90%	USD 864 - 980/kW _t
Ciclo Combinado con Gasificación Integrada de Biomasa (BIGCC)	5 - 10 MW demostrativo 30 - 200 MW futuro	40 - 50%	USD 4,320 - 6,170/kW USD 1,235 - 2,470/kW futuro
Gasificación para cogeneración utilizando motores de gas	0.1 - 100 MW	60 - 80% total	USD 1,235 - 3,700/kW
Pirólisis para producción de bioaceite	10 t/h demostrativo	60 - 70%	USD 864/kW _t

Fuente: (International Energy Agency IEA, 2008)

VII.5.6.1 Generación de energía eléctrica

El estudio realizado por la IEA analizó los costos de diferentes plantas de lecho fluidizado existentes en Finlandia y Suecia. Los costos se encuentran en un rango que va de 400 dólares/kW a 750 dólares/kW. El uso de la co-combustión con carbón puede aumentar los costos de 100 dólares a 300 dólares/kW, pero para lugares en los que se dispone de carbón y biomasa, la co-combustión puede ser una opción costo efectiva. Los costos de inversión para sistemas de co-combustión en lechos fluidizados son pequeños, mientras que para co-combustión en calderas de carbón pulverizado va de 50 dólares/kW a 150 dólares/kW_t. Los costos de inversión de co-combustión en gasificadores separados van de 300 dólares/kW_t a 800 dólares/kW_t. En el estudio también se incluyó el costo de plantas demostrativas y comerciales de gasificación. La Tabla VII.32 muestra éstos costos.

Tabla VII.32 Costos para la generación de energía eléctrica a partir de biomasa.

	Planta 1 (Reino Unido)	Planta 2 (Austria)	Planta 3 (Dinamarca)	Planta 4 (Finlandia)
Año de construcción	1997 (2002)	2001	1993 (2000)	1976 (1997)
Estatus de la planta	Demostrativo	Demostrativo	Comercial	Comercial
Combustible principal	Astillas de madera	Astillas de madera	Astillas de madera	Varios combustibles
Producción neta de energía (MW)	0.096	1.85	1.45	200
Producción útil de energía (MW)	0.32		2.8	250
Eficiencia eléctrica (%)	28	23	32	35
Eficiencia total (%)	72	79	90	85
Costo total de capital (Millones de Dólares)	0.26	12	6.3	15 ¹⁰
Costo por unidad de producción (Dólares/kW _{e+t})	620	6,670	480	32 ¹⁰

Fuente: (International Energy Agency IEA, 2008)

¹⁰ Incluyen únicamente el costo del gasificador y del combustible alimentado al mismo.623

VII.5.6.2 Cogeneración

La economía de las plantas de cogeneración de utilizan biomasa, depende de las condiciones locales como el consumo de calor, el volumen y permanencia de la carga calorífica, y el precio de los combustibles disponibles. La Tabla VII.33 muestra los costos de inversión estimados y la eficiencia de las plantas de cogeneración que se encuentran operando en Suecia.

Tabla VII.33 Costos para la cogeneración a partir de biomasa.

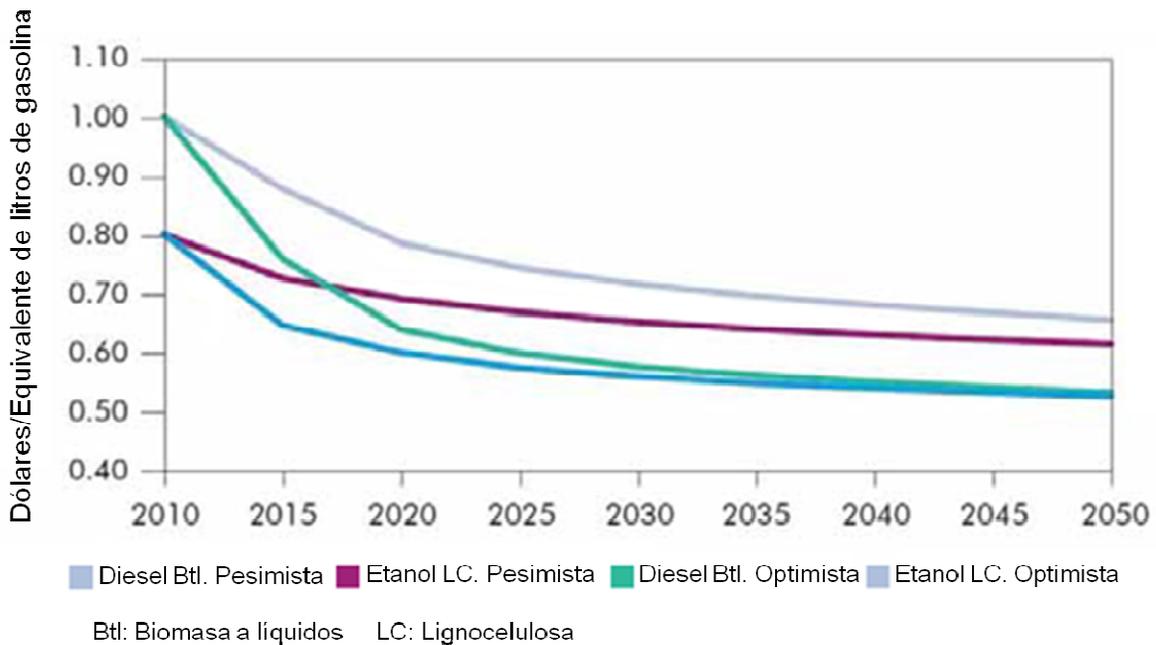
Tecnología de combustión	Combustible principal	Electricidad neta (MW)	Calor neto (MW)	Eficiencia (%)	Costos de inversión (Dólares/kW _{e+t})
Plantas industriales					
Lecho fluidizado	Madera	0	6.4	88	737
Parrilla	Madera	1	7	85.6	600
Lecho fluidizado	Madera	8	31	85.1	547
Lecho fluidizado	Madera	15	55	84.9	494
Lecho fluidizado	Madera	30	97	86.8	467
Lecho fluidizado	Madera	50	160	86.7	447
Calefacción					
Lecho fluidizado	Madera	3	9.5	83.5	654
Lecho fluidizado	Madera	6	17	84.4	623
Lecho fluidizado	Madera	17	40	85.4	540
Lecho fluidizado	Madera	60	120	85.7	448

Fuente: (International Energy Agency IEA, 2008)

VII.5.6.3 Biocombustibles

La IEA realizó la proyección de costos y penetración a mercados potenciales, de dos tecnologías de conversión de biomasa para la producción de biocombustibles de segunda generación (hidrólisis enzimática de materiales celulósicos, y la gasificación y síntesis de Fischer-Tropsch). La Figura VII.81 muestra las proyecciones, observándose que los costos bajan rápidamente hasta el año 2020, estabilizándose en los años posteriores.

Figura VII.81 Estimación de costos para los biocombustibles al año 2050.



Fuente: (International Energy Agency IEA, 2008)

VII.5.7 Potencial en México

De acuerdo a la CONUEE en México no existen datos precisos del consumo de biomasa, salvo las estadísticas anuales del balance nacional de energía que reporta el consumo de leña y bagazo de caña, estas indican que para el año 2008 el 3.3% de la producción de energía primaria en el país era de biomasa (Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía CONUEE, 2010a).

El potencial técnico de bioenergía en México se ha estimado entre 2,635 y 3,771 PJ al año del cual entre 27 y 54% proviene de combustibles madera. El potencial calculado para el bagazo de caña de azúcar es de 3,000 GW para la generación de electricidad. Además se estima que aprovechando los 73 millones de toneladas de residuos agrícolas y forestales que se generan al año y los residuos sólidos municipales de las 10 principales ciudades se pueden llegar a una capacidad instalada de 803 MW y generar 4,507 MWh/año (Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico).

El proyecto de mayor relevancia para obtener energía eléctrica a partir de biomasa es el de Bioenergía de Nuevo León, S.A., en el estado de Monterrey, N.L. que pertenece a la empresa Sistemas de Energía Internacional (SEISA), el cual aprovecha el biogás de un relleno sanitario para generar electricidad con una capacidad de 7 MW.

El proceso que más se utiliza en México para el aprovechamiento energético de la biomasa es la combustión directa. Por medio de métodos tradicionales se producen alrededor de 70,000 toneladas anuales de carbón vegetal (Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía CONUEE, 2010a).

Al 31 de mayo de 2010 la Comisión Reguladora de Electricidad (CRE) autorizó 38 MW para generar 220 GWh/ año con biogás, 111 MW para generar 334 GWh/ año de bagazo de caña y 431 MW para generar 750 GWh/año con sistemas híbridos (combustóleo-bagazo de caña, diesel-bagazo de caña) (Comisión Reguladora de Energía CRE, 2010).

Otra fuente potencial de biomasa son los lodos provenientes de las plantas de agua residual en México se generan 170 metros cúbicos por segundo y según cifras de la Secretaría de Desarrollo Social (SEDESOL) existe la infraestructura para tratar solo entre 34 a 51 metros cúbicos por segundo de agua residual, lo que significa que existe un alto potencial para aprovechar esta fuente de biomasa.

Con respecto a los residuos sólidos urbanos (RSU) y desechos de animales se han realizado pruebas a nivel prototipo en el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) y en el Instituto de Ingeniería de la UNAM.

Un gran potencial energético es el estiércol ganadero procedente del ganado vacuno y porcino. Existen proyectos para su aprovechamiento para la generación de gas metano (biogás). El potencial técnico estimado por la CONUEE es de casi 13 millones de toneladas de estiércol de ganado vacuno.

En México la tecnología que más desarrollado ha tenido es la obtención de biogás de rellenos sanitarios los cuales tienen un costo de generación de entre 3 y 6 centavos de dólar por kWh con la suposición que el relleno ya existe.

Actualmente se han desarrollado varios proyectos de generación de energía a partir de desechos sólidos y de uso de excreta animales. Bajo los llamados mecanismos de desarrollo limpio (MDL), el biogás que se obtiene de excretas animales se ha convertido en una fuente extra de ingresos ya sea por quema directa o para generación de energía eléctrica. De acuerdo a información de la CONUEE, en el año 2006 la Secretaría de

Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación (SAGARPA) creó un proyecto de aprovechamiento de biogás en convenio con la Universidad Autónoma de la Ciudad de México (UACM) que consiste en establecer 9 módulos demostrativos mediante la instalación de moto generadores para la generación de energía eléctrica accionados con biogás el resultado de este proyecto ha ayudado a promocionar y difundir esta tecnología y desarrollar el tema de “Potencialidad del aprovechamiento de biogás para la generación de energía eléctrica en el sector agropecuario”.

Con respecto a los biocombustibles, en México se produce etanol pero no para su uso como combustible, el alcohol etílico se obtiene como subproducto de la molienda de la caña de azúcar y se utiliza para producir bebidas alcohólicas y en la industria farmacéutica. Se estima que el potencial actual de producción de etanol (mejorando las instalaciones y operando a plena capacidad y eficiencia) puede ser de 170 millones de litros al año (USDA Foreign Agricultural Service USDA, 2009).

Las materias primas prioritarias para la producción de etanol son en primer lugar la caña de azúcar, la remolacha azucarera y la yuca (Secretaría de Energía SENER, 2008). Con respecto a la caña de azúcar se esperan los siguientes rendimientos (ver Tabla VII.34).

Tabla VII.34 Rendimiento de la caña de azúcar.

Tipo de cultivo	Rendimientos
Jugo de caña (guarapo)	80 litros por toneladas de caña (14.5% de azucares fermentables en tallos)
Caña completa (jugo más bagazo)	138 litros por tonelada de caña completa

Fuente: (Secretaría de Energía SENER, 2008)

La secretaria de energía (SENER) junto con la Cooperación Técnica Alemana (GTZ) (Secretaria de Energía SENER, 2006a), propone los siguientes cultivos como materias primas para la fabricación de etanol combustible (ver Tabla VII.35).

Tabla VII.35 Materias primas para la fabricación de etanol combustible.

Cultivo	Región	Tecnología de uso de agua
Caña de azúcar	Bajo Papaloapan, Huastecas, Balsas	Temporal y Riego
Maíz grano	Mar de Cortés	Riego
Trigo grano y paja	Mar de Cortés	Riego
Sorgo grano	Golfo Norte	Temporal
Remolacha azucarera	Mar de Cortés	Riego
Remolacha tropical	Bajo Papaloapan y Peninsular	Temporal
Yuca	Bajo Papaloapan y Peninsular	Temporal
Sorgo dulce		Temporal

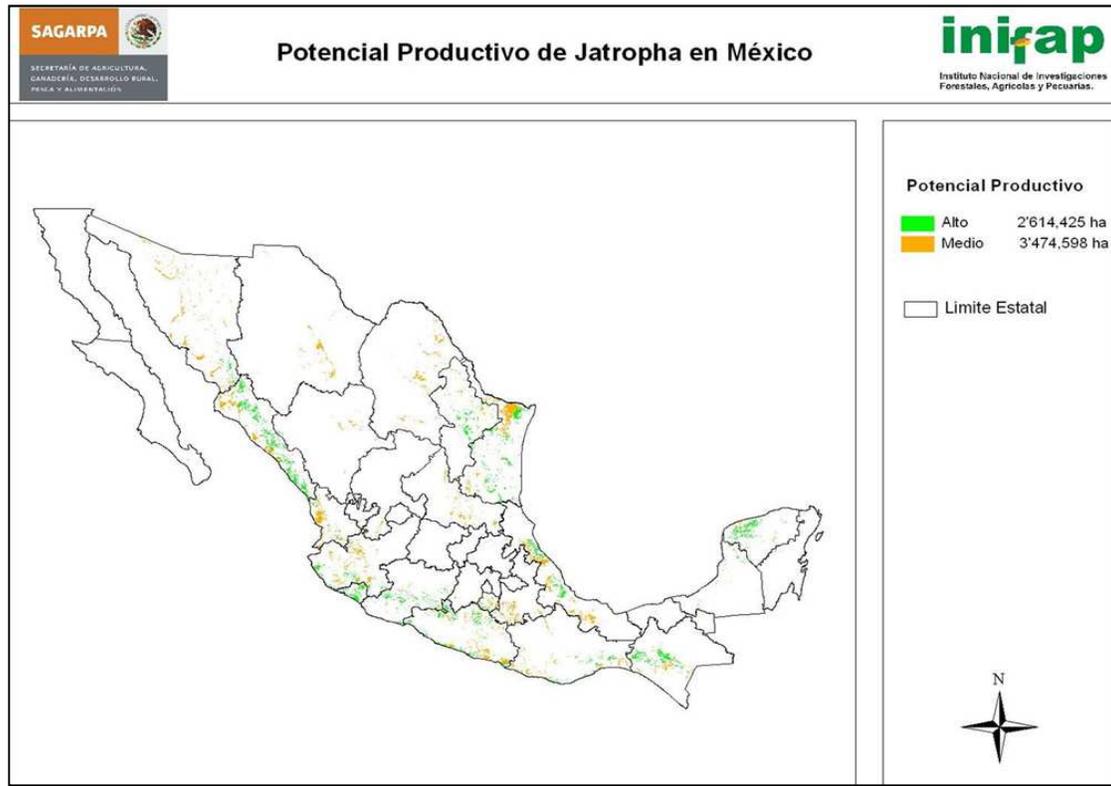
Fuente:(Secretaría de Energía SENER, 2008)

Los criterios que tomaron en cuenta para la selección de los cultivos de la tabla anterior fueron: disponibilidad de tecnología comercial, costos, necesidades de inversión, superficie requerida, índice de energía neta y mitigación de gases de efecto invernadero. La conclusión de este análisis fue que la caña de azúcar es el cultivo que más conviene para la producción de etanol en México(Secretaría de Energía SENER, 2008).

Con respecto al biodiesel el cultivo que más conviene para su producción es en primer lugar la palma africana y en segundo la *Jatropha curcas* ó piñoncillo. De acuerdo a Instituto de Investigaciones Forestales, Agrícolas y Pecuarias (INIFAP) en México existe un potencial de casi 2.5 millones de hectáreas con un alto potencial para el cultivo de palma africana localizada en los estados de Chiapas, Campeche, Guerrero, Michoacán, Oaxaca, Quintana Roo, Tabasco y Veracruz.

En lo concerniente a la *Jatropha*, Mexico no tiene mucha experiencia en este cultivo pero se tienen grandes expectativas en el estado de Yucatán debido al fuerte interés de tres empresas para sembrar *Jatropha* en ese estado (Instituto Nacional de Investigaciones Forestales, 2010). El potencial estimado de producción en México para *Jatropha* de temporal es de casi 2.6 millones de hectáreas de alto potencial productivo distribuidas en 24 estados de país (ver Figura VII.82) (Zamarripa, 2008).

Figura VII.82 Potencial de Jatropha en México.



Fuente:(Zamarripa, 2008)

Según información de SENER desde diciembre de 2008 al Diesel UBA para Monterrey se le adiciona biodiesel al 0.5% como aditivo y se realizó una prueba de comportamiento con un lote de 1.86 millones de litros (Secretaría de Energía SENER, 2009b).

Existen pocos proyectos de producción de combustibles en México a pequeña escala que básicamente son de autoconsumo. A continuación se presentan los proyectos que se están llevando a cabo en nuestro país para el aprovechamiento y producción de bioenergéticos (Secretaría de Energía SENER, 2008) (ver Figura VII.83).

Figura VII.83 Proyectos de producción de biocombustibles en México.



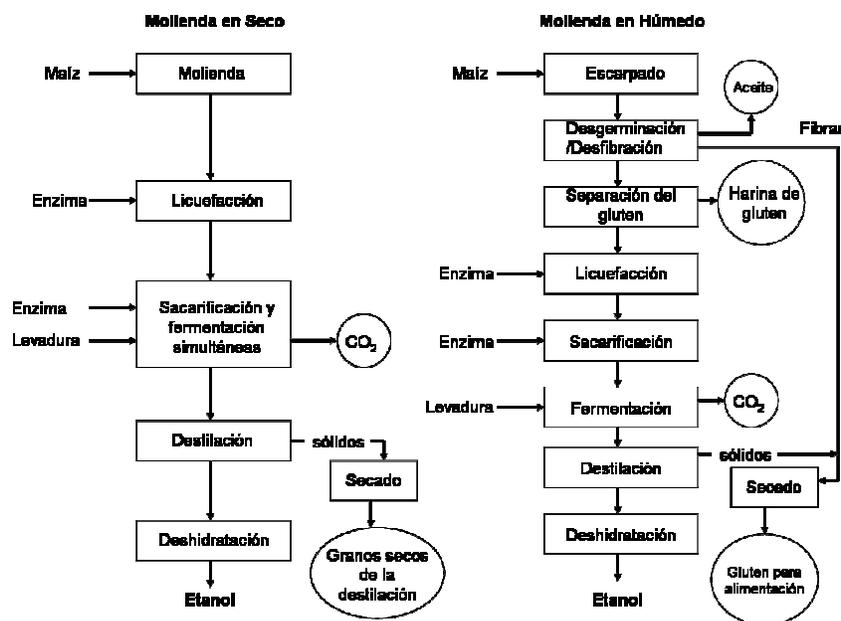
Fuente: (Secretaría de Energía SENER, 2008)

ANEXO 1. PROCESOS DE OBTENCIÓN DE BIOETANOL DE 1ª GENERACIÓN

Proceso de obtención de etanol a partir de maíz

El etanol a partir del maíz se produce por dos métodos, el molido en “seco” y el molido “húmedo”. Un término similar, el de la molienda del maíz en seco, se usa para describir el fraccionamiento en seco de componentes de maíz utilizados principalmente para la industria alimentaria. En 2006, el 82% de la capacidad de producción de etanol de Estados Unidos, fue en las instalaciones de molienda en seco y el 18% restante se encontraba en las plantas de molienda húmeda (Renewable Fuels Association). Las instalaciones de molienda en seco producen 2.7 a 2.8 galones de etanol por bushel (25.5 kilos) de maíz, así como alimentación animal llamada “destillers’ dried grains with solubles” (DDGS). Los compuestos DDGS consisten en los residuos de la fermentación, incluyendo la levadura y las partes no fermentables del maíz. Las plantas de maíz de molienda húmeda pueden ser visualizadas como biorefinerías, porque los componentes del núcleo se transforman en una serie de productos valiosos. Los molinos húmedos producen aproximadamente 9.5 litros de etanol por bushel de maíz, así como aceite de maíz, harina de gluten, gluten de maíz para ganado. Los dos últimos se venden como alimento para animales, la harina de gluten como alimento de alta valor proteico en gran parte para las aves de corral y gluten de maíz como un alimento de bajo contenido proteínico para rumiantes. En algunos casos, el CO₂ también es capturado para venderlo. Los subproductos adicionales en la molienda “húmeda” agregan valor al proceso. Sin embargo, como los molinos húmedos requieren mayor capital y gastos de operación, la mayor parte de la expansión de esta industria del etanol está en las nuevas y más grandes plantas de etanol por el proceso de molienda en “seco”, donde la evolución futura incluirá seguramente “métodos secos” para captar las capacidades de la biorefinería “húmeda” Figura VII.84 (Wall, 2008).

Figura VII.84 Futuras evoluciones en el proceso de obtención del etanol a partir de maíz.



Fuente:(Wall, 2008)

Nuevos híbridos de maíz

Los programas tradicionales y de mejoramiento de maíz se han enfocado en mejorar características como el rendimiento, resistencia a las plagas y tolerancia a la sequía. Más recientemente, los híbridos de maíz con características benéficas para el procesamiento han entrado en el mercado de las semillas, incluyendo algunas adaptadas para la producción de etanol. Los híbridos con alto almidón extraíble contienen una porción más grande de acceso al almidón mediante las extracciones y han sido desarrollados para el proceso de molienda “húmeda”, y los híbridos destinados a la industria de la molienda en seco tienen altas cantidades de materiales fermentables. Los compuestos “fermentables” totales, se refieren a todos aquellos como el almidón y el azúcar fermentado en el proceso de molienda en seco, incluyendo el pequeño porcentaje de glucosa libre, fructosa, maltosa y sacarosa en los granos de maíz. Estos híbridos presentan rendimientos de 2 a 5% más de etanol que el maíz a granel para productos básicos.

Los métodos transgénicos para la mejora de los cultivos también están siendo perseguidos. Las alteraciones en las vías de biosíntesis del almidón buscan alterar las características del almidón: propiedades gelificantes, la viscosidad, la eficiencia de reacción, etc., sin tener efectos negativos sobre el rendimiento y otras características del grano. Mediante métodos genéticos de biosíntesis, se han interrumpido las interacciones físicas del almidón, provocando un cambio en la longitud de la cadena de amilopectina. Se han desarrollado otros híbridos que acumulan enzimas que hidrolizan el almidón en el endospermo y con esto han permitido su integración del proceso. La amilasa, codificada por un gen modificado de arqueas de alta temperatura, permitiría una fermentación a altas temperaturas y a un pH más bajo. El maíz transgénico con alto contenido de lisina libre fue desarrollado originalmente para la industria de la alimentación animal y se está introduciendo a escala de planta piloto en el proceso modificado de etanol por la vía de molido en “seco”. En este proceso, el maíz con alto contenido de aceite también tiene un rasgo, un alto contenido de lisina libre, resultando en DGGs con mayor contenido en lisina y un mayor valor potencial para la alimentación de ganado (Wall, 2008).

Baja temperatura de hidrólisis del almidón

La “hidrólisis en frío” se refiere a la liberación enzimática directa de la glucosa a partir de los gránulos de almidón. En la hidrólisis en frío, el modelo tradicional en la fase líquida y la hidrólisis enzimática del almidón licuado a alta temperatura, se sustituye por la reacción en fase sólida, con almidón nativo a menor temperatura. El almidón en su forma cruda y la forma granular, se convierte en glucosa a una temperatura óptima para la fermentación, y la necesidad de licuefacción con vapor de agua (cocción a chorro) se elimina. El proceso supone un ahorro potencial de energía y reduce los costos de equipamiento y mantenimiento relacionados con la recuperación de calor. Los primeros trabajos de hidrólisis del almidón crudo fueron hechos con arroz, y se han desarrollado recientemente para su uso en la fermentación del almidón de maíz.

La hidrólisis del almidón crudo en efecto, imita el proceso natural que ocurre durante la germinación, en el que las enzimas hidrolíticas están presentes en el núcleo, en la correcta relación y con las actividades necesarias, para proporcionar la energía para la germinación de las semillas.

Las enzimas que hidrolizan al almidón nativo liberan la glucosa por “perforación” en los gránulos de almidón. Las amilasas que eficientemente hidrolizan al almidón nativo tienen

un dominio catalítico vinculante que se une a los gránulos, aumentando efectivamente la concentración del sustrato en el sitio activo de la enzima. En general, las enzimas con actividad “exo” y las enzimas con actividad “endo” actúan de forma sinérgica, sin embargo, las tasas de reacción son lentas y la conversión de los gránulos es incompleta, esto sigue siendo un problema en algunos casos, ya que se requieren mayores cantidades de enzima en comparación con la licuefacción convencional del almidón con vapor de agua y enzimas.

Las estrategias a seguir para aumentar la actividad hidrolítica sobre el almidón granular contemplan aumentar la cantidad de enzima producida, la optimización de la sinergia entre las “gluco-” y “alfa-” amilasas, mejorando la capacidad de las enzimas para adherirse y acceder al almidón granular, y reducir el tamaño de las partículas de maíz molido. La inclusión de la enzima proteasa ácida ha demostrado mejorar la fermentación. La ingeniería de proteínas también se ha comprometido en mejorar la hidrólisis del almidón crudo. La alfa-amilasa de la cebada fue sometida a una etapa de evolución dirigida y produjo algunos mutantes con actividad específica mayor para la hidrólisis del almidón crudo y también una mayor concentración en el sobrenadante del cultivo.

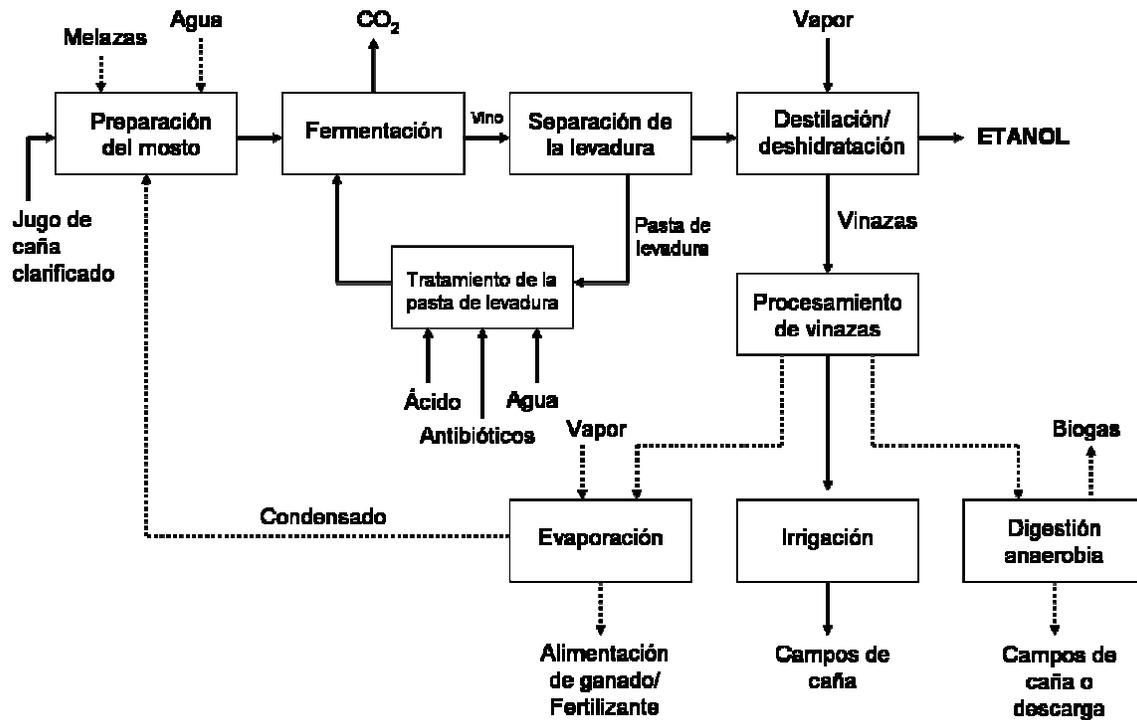
La hidrólisis del almidón crudo también puede incorporar una alta fermentación por gravedad (con carga de sólidos superior al 30%). Los sistemas de baja temperatura reiteradamente ofrecen, además de un ahorro de energía, un aumento en los rendimientos hacia el etanol final y altas concentraciones. Sin embargo, las altas cargas de enzimas y los altos costos puede representar una barrera para la implementación de un proceso de “no-cocción del almidón a gran escala. El calentamiento en el proceso tradicional, sirve para una pasteurización parcial de la materia prima, en tanto que la hidrólisis a baja temperatura presenta riesgos de contaminación microbiana y una correspondiente pérdida de rendimiento. El desarrollo de enzimas en procesos para la hidrólisis del almidón en frío es un área de interés activo, y se vislumbran mejoras (Wall, 2008).

Proceso de obtención de etanol a partir de caña de azúcar

Al igual que con el maíz, el etanol se produce a partir de caña (azúcares no amiláceos) en dos tipos principales de instalaciones: instalaciones integradas de producción de azúcar/etanol y las destilerías autónomas. Las instalaciones integradas de producción de azúcar/etanol son capaces de intercambiar la producción de caña entre el azúcar y el etanol, en función de las fuerzas de conducción económicas, mientras que las plantas autónomas están diseñadas para procesar la caña de azúcar únicamente para la obtención de etanol. El término “autónomo” es producto del desarrollo del programa de etanol en Brasil. El desarrollo inicial, a partir de la década de 1970, ocurrió con la adición de la producción de etanol a los ingenios azucareros existentes. Esto fue seguido por una segunda ola de plantas independientes o autónomas dedicadas a la producción de etanol solamente. Esta estrategia prevista contempló la construcción rápida y con menor inversión de capital en un período de bajos precios mundiales del azúcar. Como los precios del petróleo crudo cayeron al final del siglo pasado, la mayoría de las destilerías autónomas fueron re-adaptadas con capacidad para la producción de azúcar. El reciente repunte en los precios de la energía mundial y del precio del azúcar ha impulsado un rápido crecimiento en los dos tipos de instalaciones, limitada solamente por la capacidad de Brasil en incorporar nuevas tierras a la producción de caña de azúcar (Wall, 2008).

Además, existen instalaciones integradas e independientes (no relacionados con las operaciones del molino de azúcar) para la producción de etanol a partir de los subproductos de la producción de azúcar, como las melazas. Estas instalaciones han

Figura VII.86 Diagrama de flujo simplificado de la producción de etanol de caña de azúcar en una destilería autónoma.



Fuente:(Wall, 2008)

La caña es transportada en camión o en tren hacia los molinos, donde se recibe, ahí es lavada para eliminar la suciedad, así como la ceniza y el hollín, en las zonas donde los campos de caña son quemados antes de la cosecha. La caña lavada se corta para exponer el jugo de azúcar ligado a la fibra para el proceso de recuperación.

Históricamente, los molinos extraen el jugo rico en sacarosa de los tallos triturados de la caña por extracción en contracorriente, con una serie de dos o tres molinos de rodillo.

La eficiencia de recuperación final en los sistemas de potencia y mantenimiento intensivos, depende de la cantidad de etapas de extracción utilizadas, así como la cantidad de agua de imbibición.

Recientemente, los sistemas de molienda han entrado en competencia con la tecnología de los difusores, los cuales ofrecen una mayor recuperación del azúcar y una reducción de la inversión, mantenimiento y consumo de energía. Los productos de la molienda de la caña son el jugo, el cual es una disolución nominal de 15% en peso de sólidos disueltos con aproximadamente 80 a 85% de pureza, junto con fibra residual (bagazo) en proporción de 50% en w/w de sólidos disueltos y agua de lavado gastada. Se añade un lodo de cal hidratada al jugo caliente y se hacen varios reciclajes de las corrientes de lavado antes de la clarificación por gravedad. Los lodos clarificados se lavan en filtros al vacío para recuperar los azúcares, y la torta de filtro (cachaza) se regresa a los campos de caña. El jugo clarificado se transfiere al proceso de producción del azúcar y/o al proceso de obtención del etanol.

El tratamiento posterior del jugo de azúcar proporciona opciones adicionales de producción de etanol. Seguido del proceso de clarificación, el jugo es evaporado, produciendo una solución saturada de sacarosa (jarabe) y condensado proveniente del evaporador, el cual se usa como agua de proceso y como agua de servicio. El jarabe se concentra en una serie de "tachos" al vacío, aumentando la saturación o contenido de sacarosa y la producción de sacarosa cristalina en una mezcla de jarabe referida como magma. La mezcla de jarabe/sucrosa cristalina se centrifuga para recuperar los cristales de azúcar "A", dejando tras de sí una melaza "A". La concentración y el proceso de centrifugación se suelen repetir, produciendo una posterior mezcla de azúcares "B" y sus melazas, así como el azúcar "C" y las melazas "C", también referida como melaza "final" o melaza "correa negra". Cada etapa tiene como resultado lograr mejorar el rendimiento de sacarosa a expensas del azúcar y la melaza de menor grado (Wall, 2008).

Dependiendo de las características del cultivo de caña, de los balances de materia y energía individuales en los molinos, de los precios en el mercado del azúcar, etc., los molinos tienen de vez en cuando corrientes de azúcar intermedias para la producción de etanol. Estas corrientes incluyen jarabe y melazas de alta prueba (parcialmente invertida, 75% Brix). (Brix es el porcentaje de azúcar, determinada por un hidrómetro, donde un 1% Brix es igual a 1g de azúcar/100g de jugo). Corrientes adicionales son las melazas "B" y el azúcar bruta de bajo grado.

FÓRMULAS QUÍMICAS Y UNIDADES

°C	Grados Celsius
AGL	Ácidos grasos libres
cm	Centímetro
CO ₂	Bióxido de carbono
DME	Dimetiléter
FAEE	esteres etílicos de ácidos grasos
FAME	esteres metílicos de ácidos grasos
H ₂ S	Ácido sulfhídrico
ha	Hectárea
Hg	Mercurio
kg	Kilogramo
kJ	Kilo Joule
km ²	Kilómetro cuadrado
kW	Kilo Watt
m	metro
MW	Mega Watt
MWe	Mega Watt eléctrico
MWt	Mega Watt térmico
NaOH	Hidróxido de sodio
t	Tonelada
TWh	Tera Watt hora

BIBLIOGRAFÍA

Fuentes bibliográficas y hemerográficas

- ABENGOA SOLAR (2010d) Solutions to Global Climate Change. Photovoltaic Technology Plants. Abengoa.
- ACHTEN, W., MUYS, B., MATHIJS, E., SINGH, V.P., VERCHOT, L. Life-cycle assessment fo bBio-diesel from *Jatropha curca* L. energy balance, impact on global warming, land use impact.
- ACHTEN, W. M. J., VANDENBEMPT, P., LEMAITRE, P., MATHIJS, E., MUYS, B. (2008) Bio-diesel from Palm Oil. Life Cycle Assessment. Leuven, Belgium.
- AEA ENERGY & ENVIRONMENT (2006) Review and Analysis of Ocean Energy Systems Development and Supporting Policies. International Energy Agency. Implementing Agreement on Ocean Energy Systems.
- ALMA, F. S. R. (2007) Energía eólica y la política energética mexicana. Monterrey, México.
- ARIZA-MONTOBIO, P. Impact of *jatropha curcas* plantations for biodiesel on livelihood and food sovereignty in South India.
- BARBIER, E. (2002) Geothermal energy technology and current status: and overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 63 – 65.
- BART MUYS, W. A., ERIK MATHIJS, .
- BECKER, J., BOLES, EA. (2003) Modified *Saccharomyces Cerevisiae* strain that consumes L-arabinose and produces ethanol. . *Appl. Environ. Microbiol.* , 69 (7), 4144-4150.
- BERTANI, R. (2010) Geothermal Power Generation in the World 2005 - 2010 Update Report. *World Geothermal Congress 2010*. Bali, Indonesia.
- BRADFORD, T. (2006) *Solar Revolution. The Economic Transformation of the Global Energy Industry*, Cambridge, Massachusetts, MIT Press.
- BRODER, J., BARRIER, JW., LEE, KP., BULLS, MM. (1995) Biofuels system economics. . *World Resour.*, Rev. 7 (4) 560-569.
- CARBON TRUST (2005) Oscillating Water Column Wave Energy Converter Evaluation Report. Carbon Trust.
- CARBON TRUST (2006) Future Marine Energy. Carbon Trust.
- COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD (CFE) (2010) Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2010 - 2024. Comisión Federal de Electricidad.
- COMISIÓN NACIONAL PARA EL USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA CONUEE Guía de gestiones para implementar en México plantas de generación eléctrica que utilicen energías renovables. Ciudad de México.
- CSIRO. NATIONAL RESEARCH FLAGSHIPS SUSTAINABLE AGRICULTURE (2008) An Analysis of Greenhouse Gas Mitigation and Carbon Biosequestration Opportunities from Rural Land Use. 114.
- CHISTI, Y. (2008) Biodiesel from microalgae beats bioethanol. . *Trends in Biotechnology*, Vol. 26, 126-131.

- DA ROSA, A. (2005) *Fundamentals of Renewable Energy Processes*, Estados Unidos, Elsevier.
- DAVIS, S. C., ANDERSON-TEIXEIRA, K.J., DELUCIA, E.H. (2008) life-cycle analysis and the ecology of biofuels.
- DIPIPO, R. (2008) *Geothermal Power Plants: Principles, Applications and Case Studies*, Nueva York, Elsevier Advanced Technology.
- DOMINGO, M. (2005) El Proyecto Solar Tres. *Jornada Anual 2005*. Madrid.
- DRAPCHO, C., NHUAN, NP., WALKER, TH (2009) *Biofuels Engineering Process Technology*, Mc Graw Hill.
- DUFFIE, J. A. Y. B., W.A. (2006) *Solar Engineering of Thermal Processes*, Nueva York, John Wiley and Sons.
- ELLIOT, D., SCHAWARTS, M., SCOTT, G., HAYMES, S., HEIMILLER, D., GOERGE, R. (2004.) Atlas de Recursos Eólicos del Estado de Oaxaca. IN NREL/TP-500-35575 (Ed.). Laboratorio Nacional de Energía Renovable.
- ENERGY EFFICIENCY AND RENEWABLE ENERGY U.S. DOE (2008a) 20% Wind Energy by 2030. Increasing Wind Energy's Contribution to U.S. Electricity Supply. U.S. Department of Energy (DOE).
- ENERGY EFFICIENCY AND RENEWABLE ENERGY U.S. DOE (2008b) An evaluation of enhanced geothermal systems technology. Geothermal Technologies Program. U.S. Department of Energy
- ENERGY EFFICIENCY AND RENEWABLE ENERGY U.S. DOE (2009) 2008 Geothermal Technologies Market Report. U.S. Department of Energy.
- ENERGY EFFICIENCY AND RENEWABLE ENERGY U.S. DOE (2010) 2008 Solar Technologies Market Report. US Department of Energy (DOE).
- ESTRADA, C. A., SÁNCHEZ, A. (2009) Situación y Prospectiva de la Energía Solar. *Seminario sobre la situación actual y prospectiva energética en México y el Mundo*. México D.F.
- FRESCO, L. O. (2008) *Biomasa, alimentos y sostenibilidad ¿Existe un dilema?*, España, Taurus.
- GARCÍA, A., BARRAGÁN, R.M., ARELLANO, V.M. (2009) Situación y Prospectiva de la Energía Geotermoeléctrica. *Seminario sobre la situación actual y prospectiva energética en México y el mundo*. México D.F.
- GENTER, A., FRITSCH, D., CUENOT, N. (2008) The Soutz EGS power plant: from the concept to power production. *IGA News*, 4 – 7.
- GENTER, A., FRITSCH, D., CUENOT, N., BAUMGÄRTNER, J., GRAFF, J.J. (2009) Overview of the current activities of the European EGS Soutz Project: From exploration to electricity production. *Thirty-Fourth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University*. Stanford, California.
- GÉRARD, A., GENTER, A., KOHL, T., ROSE, P., RUMMEL, F. (2006) The deep EGS (Enhanced Geothermal System) project at Soutz-sous-Forêts (Alsace, France). 35, 473 – 483.

- GERBERNS-LENNES, W., HOEKSTRA, A.Y., VAN DER MEER, T.H. (2008) The water footprint of bioenergy. *PNAS*.
- GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL GWEC (2010b) Global wind 2009 report.
- GODFREY, B. E. (2004) *Renewable Energy Power for a Sustainable Future*, Reino Unido, Oxford University Press.
- GONZÁLEZ-ÁVILA, M. E., MORALES-BELTRÁN, L.F., DIÉGUEZ-TROYO, E., RUBIO-ORTEGA, A. (2006) Potencial de aprovechamiento de la energía eólica para la generación de energía eléctrica en zonas rurales de México. *Red de Revistas científicas de América Latina y el Caribe, España y Portugal*, 31, 240-245.
- HAU, E. (2006) *Wind Turbines. Fundamentals, Technologies, Application, Economics*, Heidelberg, Alemania, Springer - Verlag.
- HIRIART LE BERT, G. (2009) Potencial Energético de las Mareas para Generar Electricidad. *Revista digital Universitaria*, 10, 1 - 20.
- HODGE, B. K. (2010) *Alternative Energy Systems and Applications*, Nueva York, John Wiley and Sons.
- IGLESIAS, E. I., ARELLANO, V., TORRES, R.J. (2005) Estimación del recurso y prospectiva tecnológica de la geotermia en México. Instituto de Investigaciones Eléctricas.
- IGLESIAS, E. I., TORRES, R.J. (2003) Low- to medium- temperature geothermal reserves in Mexico: A first assessment. *Geothermics*, 32, 711 - 719.
- INSTITUTE FOR ENERGY AND ENVIRONMENTAL RESEARCH HEIDELBERG IFEU (2007) Screening Life Cycle Assessment of Jatropha Biodiesel. Heidelberg.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY IEA (2007a) IEA Energy Technology Essentials. Biomass for Power Generation and CHP.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY IEA (2007b) IEA Energy Technology Essentials. Biofuel Production.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY IEA (2008) *Energy Technology Perspectives 2008. In support of the G8 Plan of Action. Scenarios & Strategies to 2050*, France.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY IEA (2009a) Renewables Information. 2009 with 2008 data. Paris, International Energy Agency.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY IEA (2009b) Technology Roadmap. Wind Energy.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY IEA (2009c) *World Energy Outlook 2008*, Francia.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY IEA (2010a) Algae-The Future for Bioenergy?
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY IEA (2010b) SUSTAINABLE PRODUCTION OF SECOND-GENERATION BIOFUELS. Paris.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY IEA (2010c) Technology Roadmap. Concentrating Solar Power. . International Energy Agency (IEA).
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY IEA (2010d) Technology Roadmap. Solar Photovoltaic Energy. International Energy Agency (IEA)
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY IEA (2010e) *World Energy Outlook 2009*, France

- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY IEA. IEA BIOENERGY (2008a) From 1st to 2nd generation biofuel technologies. An overview of current industry and RD&D activities.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY IEA. IEA BIOENERGY (2008b) Gaps research of 2nd generation transportation biofuels.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY IEA. IEA BIOENERGY (2009) Bioenergy - a Sustainable and Reliable Energy Source. IEA Bioenergy.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY IEA. IEA BIOENERGY (2010) Annual Report 2009 IEA Bioenergy.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY IEA. IEA GEOTHERMAL ENERGY (2009) IEA Geothermal Energy 12th Annual Report 2008. International Energy Agency (IEA).
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY IEA. IMPLEMENTING AGREEMENT ON OCEAN ENERGY SYSTEMS (2010) OES-IA Annual Report 2009. International Energy Agency. Implementing Agreement on Ocean Energy Systems.
- IRANMAHBOOB, J., NADIM, F., MONEMI, S. (2002) Optimizing acid hydrolysis: A critical step for production of ethanol from mixed wood chips. . *Biomass Bioenergy*. , 401-404.
- J.-C. OGIER, D. B., J.-P. LEYGUE, L. RIGAL ET J. POURQUIÈ (1999) Production d'ethanol à partir de biomasse lignocellulosique. *oil&gas science and technology*, 54, 67-94.
- JARAMILLO, S. O., BORJA D.M. (2009) Energía del Viento.
- JEFFRIES, T., JIN, YS. (2004) Metabolic engineering for improved fermentation of pentoses by yeasts. *Appl. Microbiol. Biotechnol.*
- JOHNSON, M. (2009) Microalgal Biodiesel Production through a Novel Attached Culture System and Conversion Parameters. . *Virginia Polytechnic Institute and State University*.
- KALOGIROU, S. (2009) *Solar Energy Engineering. Processes and Systems*, Elsevier.
- KALTSCHMITT, M. (2010) *Renewable Energy Technology, Economics and Environment*, Heidelberg, Elsevier.
- KARHUMAA, K., WIEDEMANN, B., HAHN-HAGERDAL, B., BOLES, E., GORWA-GRAUSLUND, MF. (2006) Co-utilization of L-arabinose and D-xylose by laboratory and industrial *Saccharomyces Cerevisiae* strains. . *Microb. Cell. Fact.* , 10: 5-18.
- KREITH, F., GOSWAMI, D.Y. (2007) *Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy*, Estados Unidos CRC Press.
- KROHN S(ED), M. P. E., AWERTBUCH S. (2009) The Economics of Wind Energy. European Wind Energy Association EWEA.
- KUMAR, P., BARRETT, DM., DELWICHE, MJ., STROEVE, P. (2009) Methods for Pretreatment of Lignocellulosic Biomass for Efficient Hydrolysis and Biofuel Production. *Ind. Eng. Chem.*
- LEGAZ, R. (2006) Energía Marina. Desarrollo de una Planta de Energía de las Olas en el Cantábrico.

- LETCHER, T. M. (2008) *Future Energy Improved, Sustainable and Clean Options for Our Planet.*, China, Elsevier.
- LUENGO, M., OVEN, M. (2009a) Análisis Comparativo del Marco Eléctrico Legal y Regulatorio de EE.UU. y México para la Promoción de la Energía Eólica. Agencia de los Estados Unidos por el Desarrollo Internacional USAID.
- LUENGO, M., OVEN, M. (2009b) Estudio del Potencial de Exportación de energía Eólica de México a los Estados Unidos Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional USAID.
- MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY (2006) The Future of Geothermal Energy. Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st Century. IN KUBIK, M. (Ed.). Massachusetts Institute of Technology.
- MERCADO, S. (1976) The Geothermal Potential Evaluation of Mexico by Geothermal Chemistry. *International Congress on Thermal Waters, geothermal Energy and Vulcanism of the Mediterranean Area.* Atenas, Grecia.
- MERCADO, S., ARELLANO, V.M., BARRAGÁN, D., HURTADO, R., NIEVA, D., IGLESIAS, E., BARROSO, G., FERNÁNDEZ, H. (1982) Diagnósticos y Pronósticos Sobre los Aspectos Científicos y Tecnológicos de la Geotermia Como Fuente de Energía en México. Instituto de Investigaciones Eléctricas.
- MORENO-FIGUEREDO, C. (2006) Componentes de una turbina eólica de eje horizontal. *Energía y tú.*
- NATIONAL MUSEUM OF AMERICAN HISTORY (2010) Savonius rotor windmill.
- NAVA, P. (2004) Two Times 50 MW in Southern Spain –The AndaSol projects-. *Solar 2004.* Portland, Oregon.
- NORWEGIAN UNIVERSITY OF SCIENCE AND TECHNOLOGY (NTNU) (2005) *Biofuels from lignocellulosic material* Trondheim.
- OCEANLIX (2010) Operations. Offshore Port Kembla Operations, New South Wales, Australia.
- OFICINA REGIONAL PARA CENTROAMÉRICA DE BIOMASS USERS NETWORK BUNCA (2002) Manual sobre energía renovable: Biomasa. San José, C.R.
- OHGREN, K., BENGTSSON, O., GORWA-GRAUSLUND, MF., GALBE, M., HAHN-HAGERDAL, B., ZACCHI, G. (2006) Simultaneous saccharification and cofermentation of glucose and xylose in steam-pretreated corn stover at high fiber content with *Saccharomyces Cerevisiae*. *J. Biotechnol.*
- OPEX ENERGY Tipos de Aerogeneradores. IN DARRIEUS, A. T. (Ed.).
- OSUNA, R. (2007) PS10 and PS20 Power Towers in Seville, Spain. *NREL CSP Technology Workshop.* Denver, Colorado.
- PAREDES-ROMERO, A., CÓRDOVA, D.A., GUIZAR R., LINO, M., LUENGO, M., OVEN, M. (2009) Elementos para la Promoción de la Energía Eólica en México. Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional USAID.
- PATEL, M. R. (1999) *Wind and Solar Power Systems*, Estados Unidos, CRC Press.
- POWERTECH LABS INC. (2009) Ocean Energy: Global Technology Development Status. International Energy Agency. Implementing Agreement on Ocean Energy Systems.

- PUEBLO EN LÍNEA (2007) China comienza producción de generadores eólicos maglev. *Pueblo en línea*.
- QUASCHNING, V. (2010) *Renewable Energy and Climate Change*, Londres, John Wiley and Sons.
- RAMBOLL Y LNEG (2010) Annex II Task 1.1 Generic and site related wave data. International Energy Agency. Implementing Agreement on Ocean Energy Systems.
- SCHMER, M. R., VOGEL, K.P., MITCHELL, R.B., PERRIN, K. (2007) Net Energy of cellulosic ethanol from switchgrass. *PNAS*, 105, 6.
- SECRETARÍA DE AGRICULTURA, G., DESARROLLO RURAL, PESCA Y ALIMENTACIÓN SAGARPA, Programa de Producción Sustentable de Insumos para Bioenergéticos y de Desarrollo Científico y Tecnológico.
- SECRETARIA DE ENERGÍA SENER (2006a) Potenciales y Viabilidad del Uso de Bioetanol y Biodiesel para el Transporte en México. Ciudad de México.
- SECRETARÍA DE ENERGÍA SENER (2006b) Fuentes Renovables de Energía. Secretaría de Energía.
- SECRETARÍA DE ENERGÍA SENER (2008) Prospectiva de petrolíferos 2008-2017. México.
- SECRETARÍA DE ENERGÍA SENER (2009a) Balance Nacional de Energía 2008. Secretaría de Energía.
- SECRETARÍA DE ENERGÍA SENER (2009b) Los bioenergéticos en México.
- SECRETARÍA DE ENERGÍA SENER (2009c) Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables. Secretaría de Energía.
- SOLAR MILLENIUM (2008) The Parabolic Trough Power Plants Andasol 1 to 3. Solar Millenium.
- SOLAR MILLENIUM (2010) Solutions to Global Climate Change. Photovoltaic Technology Plants. Abengo Solar.
- SOLÚCAR (2006) 10 MW Solar Thermal Power Plant for Southern Spain. Solúcar.
- STAHLKOCHER IN H-DARRIEUS-ROTOR (Ed.).
- STATKRAFT (2010) Osmotic Power.
- SUBSECRETARÍA DE PLANEACION ENERGÉTICA Y DESARROLLO TECNOLÓGICO Programa Especial para el Aprovechamiento de Energía Renovables. Secretaría de Energía (SENER).
- TESTER, J., DRAKE, E., DRISCOLL, M., GOLAY, M., PETERS, W. (2005) *Sustainable Energy. Choosing Among Options*, Cambridge, Massachusetts, MIT Press.
- THE EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION EWEA (2009) Wind Energy THE FACTS.
- THE GLOBAL ENERGY COUNCIL GWEC (2010) Wind power is crucial for combating climate change. *Wind power works*.
- USDA FOREIGN AGRICULTURAL SERVICE USDA (2009) Mexico Bio-fuels Report 2009.

- VON BLOTTNIZ, H., CURRAN, M.A. (2007) A review of assessment conducted on bio-ethanol as a transportation fuel from a net energy, greenhouse gas, and environmental life cycle perspective. *Journal of Cleaner Production*, 15.
- WALL, J., HARWOOD, CS., DEMAINE, AL. (2008.) Bioenergy. . ASM Press.
- WANG, M., WU, M., HUO, H. (2007) Life-cycle energy and greenhouse gas emission impacts of different corn ethanol plant types. *Environ. Res. , Lett.* 2, 1-13.
- WIESE, M. K. W. S. A. (2010) *Renewable Energy. Technology, Economics and Environment*, Alemania.
- WILKES, J., MOCCIA, J. (2010) Wind in Power. The European Wind Energy Association EWEA.
- WIND ENERGY ASSOCIATION LATIN AMERICA A.C. LAWEA (2009) Anuario LAWEA 2009.
- WOLPERT, J. (2009) Situación de la Energía Solar en México. *Seminario sobre Eficiencia Energética, Energías Renovables y MDL*. México D.F.
- WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION WWEA (2010) World Wind Energy. Report 2009.
- YANAGISAWA, N., MATSUNAGA, I., SUGITA, H., SATO, M., OKABE, T. (2008) Temperature-dependent scale precipitation in the Hijiori hot dry rock system, Japan. *Geothermics*, 37, 1 – 18.
- ZAMARRIPA, A., DÍAZ, G. (2008) Áreas de potencial productivo de piñón *Jatropha Curcas* L., como especie de interés bioenergético en México.
- ZERVOS, A., KJAER, C. (2009) Pure Power. European Wind Energy Association EWEA.

Fuentes electrónicas

- Abengoa Solar. (2010a). "Abengoa Solar comienza la operación de la mayor torre solar del mundo." [En línea] Disponible en: http://www.abengoasolar.com/corp/web/es/acerca_de/general/noticias/historico/2009/2009_0427_noticias.html.
- Abengoa Solar. (2010b). "Abengoa Solar se adhiere, como socio fundador, al proyecto Desertec Industrial Initiative." [En línea] Disponible en: http://www.abengoa.es/corp/web/es/inversores/sala_de_prensa/historico/noticias/2009/07_julio/20090713_noticias.html.
- Abengoa Solar. (2010c). "Photovoltaic Low Concentration Tracker." [En línea] Disponible en: http://www.solucar.es/corp/web/en/technologies/photovoltaic/proprietary/concentration_tracker/index.html.
- Asociación Mexicana de Energía Eólica AMDEE. (2009). [En línea] Disponible en: <http://www.amdee.org/Inicio.html>.
- Bartomeu, O. (2008). "Digestión Anaerobia en Granjas." [En línea] Disponible en: <http://www.itggranadero.com/docs/itg/docs/2008/Biogasbiovec.pdf>.

- Biodisol. (2010). "Jatropha Curcas ", [En línea] Disponible en: <http://www.biodisol.com/biodiesel-que-es-el-biodiesel-definicion-de-biodiesel-materias-primas-mas-comunes/jatropha-curcas-physic-nut-pinhao-manso-tempate/>.
- Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía CONUEE. (2010a). "Biomasa." [En línea] Disponible en: http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_622_energia_de_la_biomasa.
- Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía CONUEE. (2010b). "Energía Eólica." [En línea] Disponible en: http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_612_energia_eolica.
- Comision Reguladora de Energía CRE. (2010). "Tabla de permisos de generación e importación de energía eléctrica administrados al 31 de Mayo de 2010." [En línea] Disponible en: <http://www.cre.gob.mx/articulo.aspx?id=171>.
- Danish Wind Industry Association. (2003). "Guide Tour on wind energy." 2010, [En línea] Disponible en: <http://guidedtour.windpower.org/en/tour.htm>.
- Danish Wind Industry Association. (2010). "La visita guiada." [En línea] Disponible en: <http://guidedtour.windpower.org/es/tour/wres/index.htm>.
- Delft University of Technology TUDelft. (2010). 2010, [En línea] Disponible en: <http://www.tudelft.nl/>.
- Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt. (2009). "Current CSP Project Development." [En línea] Disponible en: http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/projects/Current_CSP_Project_Development-March_2009.pdf.
- Dizikes, P. (2010). "Energy answer: Blowing in the wind?", [En línea] Disponible en: <http://web.mit.edu/newsoffice/2010/wind-economics-0525>.
- EDF. (2010). "The Rance tidal power plant, power from the ocean." [En línea] Disponible en: <http://france.edf.com/html/en/decouvertes/voyage/usine/retour-usine.html>.
- Energy Efficiency and Renewable Energy U.S. DOE. (2010b). "Technologies." [En línea] Disponible en: <http://www1.eere.energy.gov/solar/technologies.html>.
- European Bio Energy Trade Center EBETC. (2010). "Products." [En línea] Disponible en: http://www.ebetc.eu/en_products.html.
- Global Wind Energy Council GWEC. 2010, [En línea] Disponible en: <http://www.gwec.net/>.
- Global Wind Energy Council GWEC. "About wind." 2010, [En línea] Disponible en: <http://www.gwec.net/index.php?id=28>.
- Global Wind Energy Council GWEC. (2010a). "Energy supply security." [En línea] Disponible en: <http://www.gwec.net/index.php?id=28>.
- Industry cards. (2010). "Geothermal Power Plants in Central America and the Caribbean." [En línea] Disponible en: <http://www.industcards.com/geo-cent-am.htm>.
- Instituto Nacional de Investigaciones Forestales, A. y. P. I. (2010). "Palma de Aceite (Elaeis guineensis Jacq L.) Bajo Condiciones de Temporal en México." [En línea] Disponible en: http://agromapas.inifap.gob.mx/potencial_productivo_palma_aceite.html.
- Kite Gen. (2009). 2010, [En línea] Disponible en: <http://kitegen.com/>.
- Magenn. 2010, [En línea] Disponible en: <http://www.magenn.com/>.

Maglev wind turbine technologies. (2007). 2010, [En línea] Disponible en: <http://www.maglevwindturbine.com/>.

Mancini, T. (1997). "Solar Electric Dish Stirling System Development." [En línea] Disponible en: <http://mac6.ma.psu.edu/stirling/reports/DE98001305.pdf>

Marine Current Turbines. (2010). "Technology." [En línea] Disponible en: <http://www.marineturbines.com/21/technology/>.

Missouri Department of Natural Resources. (2010). "Using Solar Energy." [En línea] Disponible en: <http://www.dnr.mo.gov/energy/renewables/solar6.htm>.

Mitsubishi Heavy Industries. (2010). "Geothermal Power Plants." [En línea] Disponible en: http://www.mhi.co.jp/en/products/detail/geothermal_power_plant_01.html.

National Renewable Energy Laboratory. (2010a). "Energy Storage Basics." [En línea] Disponible en: http://www.nrel.gov/learning/eds_energy_storage.html.

National Renewable Energy Laboratory. (2010b). "U.S. Parabolic Trough Power Plant Data." [En línea] Disponible en: http://www.nrel.gov/csp/troughnet/power_plant_data.html#segs_ix.

National Renewable Energy Laboratory, U. S. (2003). "Solar: annual average direct normal (DNI) map at 40km resolution for the Caribbean region from NREL." [En línea] Disponible en: http://swera.unep.net/typo3conf/ext/metadata_tool/archive/browse/145.pdf?Image=View+Image.

National Renewable Energy Laboratory, U. S. (2005). "Solar: annual average direct normal (DNI) map at 40km resolution for Southern Mexico (Oaxaca, Veracruz, and Chiapas) from NREL." [En línea] Disponible en: http://swera.unep.net/typo3conf/ext/metadata_tool/archive/browse/276.pdf?Image=View+Image.

Ocean Energy Council. (2010). "Tidal Energy." [En línea] Disponible en: <http://www.oceanenergycouncil.com/index.php/Tidal-Energy/Tidal-Energy.html>.

Ocean Power Technologies. (2010a). "PB40 Enhanced System (PB40ES) Powerbuoy." [En línea] Disponible en: <http://www.oceanpowertechnologies.com/pb40es.htm>.

Ocean Power Technologies. (2010b). "Projects." [En línea] Disponible en: <http://www.oceanpowertechnologies.com/ac.htm>.

OWC Pico Power Plant. (2010). "Technology. OWC – Oscillating Water Column." [En línea] Disponible en: <http://www.pico-owc.net/cms.php?page=542&wmsid=152636610c6bab00ecc21c8cc4a95ef8>.

Plataforma Solar Almería. (2010). "Instalaciones." [En línea] Disponible en: <http://www.psa.es/webesp/instalaciones/index.php>

Renewable Energy Laboratory. (2009). "2008 Renewable Energy Data Book ", [En línea] Disponible en: <http://www.nrel.gov/docs/fy09osti/45654.pdf>

Schleich Bergmann und Partner (SBP). (2010). "Receptor Central." [En línea] Disponible en: <http://www.sbp.de/es/html/solar/turmkraftwerk.html>.

Sky WindPower Corporation. (2009). "Flying Electric Generators." 2010, [En línea] Disponible en: <http://www.skywindpower.com/ww/index.htm>.

Solar Thermal. (2010). "An Industry Report on Solar Thermal Energy." [En línea] Disponible en: http://www.solar-thermal.com/major_players.html.

The European Wind Energy Association EWEA. (2005-2010). "The European Wind Energy Association EWEA." 2010, [En línea] Disponible en: <http://www.ewea.org/>.

U.S. Environmental Protection Agency EPA. (2010). "Solar Energy." [En línea] Disponible en: http://www.epa.gov/ne/eco/energy/re_solar.html.

Voith Hydro. (2010). "Islay." [En línea] Disponible en: http://www.wavegen.co.uk/what_we_offer_limpet_islay.htm.

Wavegen. (2010). "Islay Webcam." [En línea] Disponible en: http://www.wavegen.co.uk/what_we_offer_limpet_islay_wavecam.htm.

Zamarripa, A., Díaz, G. (2010).



Centro Mario Molina para Estudios Estratégicos Sobre Energía y Medio Ambiente A.C.

Paseo de los Laureles No 458 Int. 406

Col. Bosques de las Lomas

C.P. 05120

México, D.F.

T: (+55) 9177.1670

F: (+55) 9177.1690

www.centromariomolina.org

