



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA DE SISTEMAS - INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN DE
PROYECTOS

**“APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA SOLAR MEDIANTE
HELIÓSTATOS COMO FUENTE ALTERNA VIABLE”**

T E S I S
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
RUBÉN MARTÍNEZ TORRES

TUTOR PRINCIPAL

M. en I. ISAÍAS ALEJANDRO ANAYA DURAND
FACULTAD DE QUÍMICA

MÉXICO, D. F. JUNIO 2013



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

JURADO ASIGNADO:

Presidente: DR. DELGADILLO VALENCIA MIGUEL ÁNGEL

Secretario: M. I. ORTÍZ RAMIREZ JOSE ANTONIO

Vocal: ING. MONTIEL MALDONADO CELESTINO

1^{er.} Suplente: M.I. MACUIL ROBLES SERGIO

2^{do.} Suplente: M. I. ANAYA DURAND ISAÍAS ALEJANDRO

Lugar donde se realizó la tesis:

FACULTAD DE QUÍMICA, UNAM

TUTOR DE TESIS:

M. en I. ISAÍAS ALEJANDRO ANAYA DURAND

AGRADECIMIENTOS

A mi familia, porque siempre me han animado a seguir adelante.

A mis compañeros: Angélica León, Guadalupe Macuil, José María Santos y Elías Martínez. Tomar clases e ir a comer junto a compañeros como ustedes hizo que todo fuera muy agradable.

M. en I. Alejandro Isaías Anaya Durand, Gracias por su apoyo.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología por la beca otorgada para realizar mis estudios.

RESUMEN

En este trabajo se estudió la viabilidad de generar electricidad mediante plantas de helióstatos y torre central en México. Se analizó la capacidad instalada y de generación actual del Sistema Eléctrico Nacional, encontrándose que las tecnologías con combustibles fósiles, principalmente gas natural, dominan con más del 80% de la energía generada y que la política energética de México plantea la meta de alcanzar el 35% de generación de electricidad mediante combustibles no fósiles en el año 2024 y la necesidad de diversificar las tecnologías involucradas para ello. Las opciones no se definen claramente, pero se consideran la solar, eólica, hidráulica, biomasa e inclusive la nuclear.

La generación de electricidad mediante sistemas termosolares, específicamente plantas de torre central y helióstatos con almacenamiento térmico tiene la ventaja de que el recurso solar es prácticamente inagotable y de buena calidad en México, presenta menos problemas de intermitencia que los sistemas eólicos, genera pocos contaminantes y sus costos de instalación y generación van a la baja. Un análisis económico preeliminar permite ver que una planta de este tipo puede ser rentable y tener tasas internas de retorno del orden de 18%, por lo que con un marco regulatorio y de impulso apropiados, como el desarrollado para la energía eólica, pueden ser viables y un área de oportunidad real para el crecimiento del sector eléctrico mexicano en el mediano plazo. Ante esto, es necesario construir una planta de torre central a escala comercial que permita acumular experiencia en construcción, operación y mantenimiento.

CONTENIDO

RESUMEN.....	i
ABSTRACT.....	i
CONTENIDO.....	ii
CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN.....	6
CAPÍTULO 2 OBJETIVO.....	8
2.1 OBJETIVO GENERAL.....	8
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	8
2.3 HIPÓTESIS.....	8
2.4 JUSTIFICACIÓN.....	8
CAPÍTULO 3 SITUACIÓN ENERGÉTICA ACTUAL.....	11
3.1 FUENTES DE ENERGÍA CONVENCIONALES.....	11
3.1.1 Situación y tendencias mundiales.....	11
3.1.1.1 Carbón.....	11
3.1.1.2 Gas natural.....	13
3.1.1.3 Petrolíferos.....	14
3.1.1.4 Energía nuclear.....	15
3.1.2 Situación y tendencias en México.....	17
3.2 FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES.....	21
3.2.1 Situación y tendencias mundiales.....	21
3.2.1.1 Hidráulica.....	22
3.2.1.2 Energía Geotérmica.....	23
3.2.1.3 Energía Solar.....	25
3.2.1.4 Energía Eólica.....	26
3.2.1.5 Biomasa.....	28
3.2.2 Situación y tendencias en México.....	29
3.3 PERSPECTIVAS DE DESARROLLO DE ENERGÍAS RENOVABLES EN MÉXICO....	39
3.3.1 Tecnologías para diversificar fuentes de generación eléctrica en México.....	40
3.3.2 Comparación de fuentes renovables de energía.....	44
3.3.2.1 Límite de desarrollo.....	44
3.3.2.2 Costos de las energías renovables.....	49
3.3.2.3 Ventajas y desventajas de las energías renovables.....	54
3.3.2.4 Impacto ambiental.....	58
CAPÍTULO 4 MARCO TEÓRICO (APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA SOLAR).....	59
4.1 GENERALIDADES.....	59
4.2 UN POCO DE HISTORIA.....	59
4.3 TECNOLOGÍAS PARA EL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA SOLAR.....	68
4.3.1 Fotovoltaica.....	68
4.3.2 Termosolar.....	71
4.3.2.1 Fresnel.....	73
4.3.2.2 Canales Parabólicos.....	75
4.3.2.3 Discos Parabólicos.....	76
4.3.2.4 Torre Central y helióstatos.....	77
4.3.2.5 Comparativa de las tecnologías de concentración.....	79
4.4 HELIÓSTATOS.....	80
4.5 CONSIDERACIONES PRINCIPALES EN EL DISEÑO DE PLANTAS CON HELIÓSTATOS.....	82

LIMITANTES DEL USO DE HELIÓSTATOS	84
4.6 COSTOS DE UNA PLANTA DE TORRE CENTRAL.....	85
4.6.1 Costos actuales de una planta de torre central.....	85
4.6.1.1 <i>Inversión de capital</i>	85
4.6.1.2 <i>Operación y mantenimiento</i>	86
4.6.1.3 <i>Costo de energía generada (Costo nivelado)</i>	87
4.6.2 Posibilidades para reducción de costos.....	88
4.6.2.1 <i>Componentes y funcionamiento</i>	88
4.6.2.2 <i>Costo de capital</i>	90
4.6.2.3 <i>Operación y Mantenimiento</i>	90
CAPÍTULO 5 APLICACIONES DE HELIÓSTATOS	92
5.1 EJEMPLOS PRÁCTICOS DE APLICACIÓN.....	92
5.1.1 Plantas que se encuentran en operación.....	92
5.1.2 Plantas en desarrollo	92
5.1.3 En aplicaciones domésticas.....	92
5.2 DESARROLLO DE LOS SISTEMAS DE HELIÓSTATOS COMO UN ÁREA DE OPORTUNIDAD	95
5.3 EVALUACIÓN PRELIMINAR DE UNA PLANTA DE TORRE CENTRAL EN MÉXICO ..	96
CAPÍTULO 6 IMPULSO Y LIMITANTES A NUEVAS TECNOLOGÍAS.....	99
6.1 MECANISMOS PARA EL IMPULSO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES	99
6.1.1 Subasta de potencias.....	99
6.1.2 Certificados verdes	100
6.1.3 Primas	100
6.1.4 Costos evitados.....	101
6.1.5 Internalización de costos.....	101
6.2 INSTITUCIONES INVOLUCRADAS EN LAS ENERGÍAS RENOVABLES	103
6.2.1 Instituciones Nacionales	103
6.2.2 Instituciones Internacionales	105
6.3 LEGISLACIÓN APLICABLE EN MÉXICO.....	106
6.4 ADECUACIÓN NECESARIA DEL MARCO REGULATORIO	108
CAPÍTULO 7 CONCLUSIONES	110
CAPÍTULO 8 BIBLIOGRAFÍA	113
CAPÍTULO 9 ANEXOS	118
9.1 ANEXO I. PROYECTOS EÓLICOS EN MÉXICO	118
9.1.1 Parques Eólicos en Operación hasta finales de 2012	118
9.1.2 Permisos de generación eólica otorgados por la CRE	119
9.2 ANEXO II. PROYECTOS DE BIOMASA EN MÉXICO	121
9.3 ANEXO III. PROYECTOS SOLARES EN MÉXICO (FOTOVOLTAICA)	122
9.4 ANEXO IV. EJEMPLOS DE PLANTAS DE TORRE CENTRAL Y HELIÓSTATOS EN EL MUNDO	123
9.5 ANEXO V. MAPAS DE IRRADIACIÓN SOLAR EN MÉXICO	125
9.6 ANEXO VI. CENTRALES GEOTERMOELÉCTRICAS EN MÉXICO OPERATIVAS Y EN PROYECTO	127

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 Reservas mundiales de Carbón calculadas hasta el año 2011	12
Tabla 3.2 Reservas y producción de Gas Natural en el mundo en el año 2011	13
Tabla 3.3 Reservas y producción de petróleo a finales de 2011	14
Tabla 3.4 Reactores Nucleares en operación y en construcción al mes de octubre de 2011	16
Tabla 3.5 Potencial de cogeneración identificado en PEMEX	19
Tabla 3.6 Consumo de energía generada en Hidroeléctricas en el año 2011 en TWh	22
Tabla 3.7 Potencial Geotérmico Mundial	23
Tabla 3.8 Países que lideran el aprovechamiento de la energía Geotérmica (a diciembre de 2011)	24
Tabla 3.9 Capacidad instalada de Energía Eólica a finales de 2011 en el mundo	27
Tabla 3.10 Centrales Geotermoeléctricas en México	31
Tabla 3.11 Centrales planeadas por CFE para aprovechamiento de energía solar	35
Tabla 3.12 Escenarios posibles de desarrollo de Tecnología Termosolar en México	35
Tabla 3.13 Pequeños proyectos desarrollados en México que incluyen generación eólica	36
Tabla 3.14 Escenarios con proyectos renovables y nucleares	43
Tabla 3.15 Reservas probables y posibles de capacidad geotérmica en México	45
Tabla 3.16 Costos típicos para proyectos Hidroeléctricos	50
Tabla 3.17 Costos de plantas geotermicas en el mundo	50
Tabla 3.18 Costos de generación Geotérmica en México	50
Tabla 3.19 Valores típicos de costos de para Sistemas Fotovoltaicos	51
Tabla 3.20 Costos de instalación y mantenimiento para plantas de Concentración Solar	52
Tabla 3.21 Costos típicos de construcción y operación de una planta Eólica	52
Tabla 3.22 Costos típicos de producción de electricidad mediante Biomasa	53
Tabla 3.23 Costos para generar electricidad a partir de fuentes renovables en el mundo	53
Tabla 3.24 Costos para fuentes renovables de acuerdo a la SENER, en México	54
Tabla 3.25 Comparación de impacto ambiental de tecnologías para producir electricidad (Ton/GWh)	58
Tabla 4.1 Características de algunos Proyectos Termosolares en España	72
Tabla 4.2 Instalaciones de Torre Central experimentales en el mundo	78
Tabla 4.3 Principales características de las tecnologías de Concentración Solar	79
Tabla 5.1 Irradiación Solar Directa en las inmediaciones de Hermosillo Sonora	96
Tabla 6.1 Características principales de los mecanismos de apoyo	101
Tabla 7.1 Resumen de situación para las fuentes renovables de generación de electricidad en México	110

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1 Distribución del aprovechamiento de energía de acuerdo a su fuente.....	11
Figura 3.2 Evolución de la capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional, en MW.....	17
Figura 3.3 Evolución de la generación bruta de electricidad en México, en GWh.....	18
Figura 3.4 Evolución de la capacidad fotovoltaica instalada al año 20011 en MW.....	26
Figura 3.5 Evolución de la capacidad instalada de Energía Eólica en el Mundo en MW.....	27
Figura 3.6 Evolución de la capacidad eólica instalada en México al año 2012.....	37
Figura 3.7 Escenarios de evolución de energía generada por tecnología en México.....	42
Figura 3.8 Emisiones de CO2 de acuerdo a los escenarios de crecimiento del sector eléctrico.....	42
Figura 3.9 Ríos Principales y escurrimiento natural medio superficial (millones de m ³ /año).....	44
Figura 3.10 Potencial geotérmico estimado en 20 sitios de la República Mexicana.....	46
Figura 3.11 Mapa de irradiación solar en México.....	47
Figura 3.12 Zonas de aprovechamiento potencial de Energía Eólica en México.....	48
Figura 3.13 Potencial eólico estimado en México de acuerdo al factor de carga.....	48
Figura 3.14 Potencial máximo teórico por tipo de recurso de biomasa.....	49
Figura 4.1 Pintura mural que representa la defensa de Siracusa hacia el 213 a. C.....	60
Figura 4.2 Espejo Incendiario de Peter Hoesen, siglo XVIII.....	61
Figura 4.3 Maquina solar de Mouchot exhibida en la Exposición Universal de Paris en 1878.....	63
Figura 4.4 Motor solar de Ericsson (con forma de cilindro parabólico y absorbedor en forma de tubo....	64
Figura 4.5 Planta Solar de colectores parabólicos de Maddi, Egipto, instalada en 1912 por Shuman....	67
Figura 4.6 Aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos.....	69
Figura 4.7 Materiales y tecnologías en el mercado fotovoltaico.....	70
Figura 4.8 Evolución de la eficiencia en celdas fotovoltaicas.....	71
Figura 4.9 Sistema Fresnel experimental construido por G. Francia en 1963.....	74
Figura 4.10 Sistemas de concentración bidimensional (2D).....	74
Figura 4.11 Instalación Cilindro-Parabólica acoplada con sistema de almacenamiento de sales fundidas.....	75
Figura 4.12 Sistemas de concentración tridimensional (3D).....	76
Figura 4.13 Concentrador de disco con motor Stirling y generador eléctrico integrado.....	77
Figura 4.14 Esquema básico de una planta de Torre Central para generación de Electricidad.....	78
Figura 4.15 Helióstatos de Sibermann en museos franceses (izquierda) y helióstato desarrollado por Prazmowski en 1870 (derecha).....	81
Figura 4.16 Variación de la potencia del receptor en funcion de la altura de la torre.....	83
Figura 4.17 Distribución de helióstatos en la Planta Gemasolar.....	83
Figura 4.18 Desglose de costos totales para una planta de Torre Central de 100 MW en Sudáfrica.....	85
Figura 4.19 Desglose de costos en planta de Torre Central de 100 MW con diferente tiempo de almacenamiento.....	86
Figura 4.20 Costo nivelado de electricidad en plantas termosolares en función de la Irradiación Normal Directa.....	87
Figura 4.21 Reducción esperada de costos para una planta de Torre Central de 100 MW y 6 horas de almacenamiento.....	88
Figura 5.1 Sunflower Home Heliostat.....	93
Figura 5.2 Helióstatos de la empresa MEMS Technologies y ejemplo de aplicación.....	94
Figura 5.3 Partes de un horno solar.....	94
Figura 9.1 Promedio anual de irradiación global diaria en México en MJ/m ²	125
Figura 9.2 Irradiación Normal Directa en México y el Caribe.....	126

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN

Las manifestaciones de la energía en la naturaleza han cautivado al hombre desde el comienzo de la historia; los rayos durante una tormenta eléctrica, el fuego en un incendio, la fuerza del viento y del agua, el calor del sol y la geotermia. El hombre pasó de maravillarse a buscar la forma de aprovechar estas diferentes formas de energía, lo que sucedió en una primera instancia con aparatos ingeniosos como los molinos impulsados por el viento o por corrientes de agua y los barcos de vela.

La historia registra grandes cambios en la humanidad cuando se logró dominar el fuego, la electricidad y la energía nuclear. Al principio la mayoría de las fuentes aprovechadas por el ser humano fueron las renovables como la leña (biomasa), el viento y el agua, seguidas posteriormente por el carbón, el petróleo y el gas natural. Esta tendencia se dio como consecuencia de los bajos costos de estos combustibles. Sin embargo, cuando las reservas de estos combustibles comenzaron a decrecer el hombre volvió nuevamente la mirada hacia las fuentes de energía renovables.

Las fuentes de energía renovables son amigables con el medio y generalmente presentan costos operativos bajos. Pero como todo proyecto, los de energías renovables son cuestionados por aspectos como los altos costos de inversión iniciales, algunas afectaciones ecológicas, la modificación del paisaje y hasta cosas un tanto absurdas como la muerte de cientos de cabras que vivían cerca del lugar donde se instaló una granja eólica por los efectos del ruido en Taiwán (BBC, 2009).

El aprovechamiento de la energía solar es un tema que se ha planteado desde hace varios años, ya sea para procesos de secado por exposición directa al sol hasta complejos sistemas para desviar la luz e iluminar áreas con poca iluminación natural. Estos ejemplos implican un aprovechamiento directo de la energía solar. Sin embargo, a partir de los años 70's comenzaron a desarrollarse otras formas de aprovechar la luz solar, con conceptos como las celdas fotovoltaicas y los sistemas concentradores de energía solar (termosolares).

Los sistemas termosolares existen en cuatro variantes que son Discos Parabólicos, Canales Parabólicos, Fresnel y Torre Central. Con esta última tecnología se han construido plantas a nivel comercial como la PS10 y la PS20, en Sanlúcar la Mayor, en España, con capacidades de 11 MW y 20 MW respectivamente. Estas instalaciones junto con otras plantas ubicadas en Estados Unidos, China, India y Alemania alcanzaron una capacidad instalada de 309 MW para finales de 2012, y existen proyectos en desarrollo por una capacidad de 2,252 MW.

Las plantas de torre central emplean helióstatos, esto es un espejo que se mueven sobre dos ejes normalmente en montura altacimutal¹, que mediante un sistema de seguimiento del sol

¹ Se le llama así al tipo de soporte empleado en los instrumentos ópticos, que permite un desplazamiento en cualquier dirección. Altacimutal es un sistema de coordenadas que describe la posición de un objeto con respecto al horizonte visible local, donde la altura es llamada elevación y el altacimut es el ángulo medido a partir del norte en el sentido de las manecillas del reloj.

permite mantener el reflejo de los rayos solares que inciden sobre él se fijen en todo momento en una pequeña superficie, en este caso el receptor.

Estas plantas han demostrado ser eficientes en el aprovechamiento de la energía solar, sin embargo, los costos de algunos de sus componentes como lo son el campo de helióstatos y el receptor, pues juntos representan un valor cercano al 50% del costo total en un sistema de torre central. Para superar este problema han de buscarse nuevos materiales, nuevos diseños y todo lo que permita reducir los costos de inversión inicial. Y se habla de los costos de inversión inicial, porque posteriormente la principal materia prima es completamente gratuita como lo ha sido desde que el sol ilumina la superficie de la tierra.

En México el aprovechamiento de la energía solar se ha dado mediante instalaciones fotovoltaicas y para calentadores de agua para uso doméstico mediante el programa gubernamental PROCALSOL. Actualmente sólo existe un proyecto en desarrollo con tecnología termosolar en México, la Central Agua Prieta II, que emplea tecnología de canal parabólico. Se ubica en Sonora y es de tipo híbrido al aportar 12 MWe solares de los 549 MW de capacidad total de la planta y que se espera inicie operaciones en 2013.

En el presente trabajo, en el capítulo 3, se hace un análisis de la situación energética actual para México, en el que se muestra el claro dominio de las energías no renovables. Se indica también la tendencia de crecimiento de las energías renovables y su límite de desarrollo, lo que permite mostrar una de las ventajas de la energía solar.

En el capítulo 4 se presenta brevemente la historia del aprovechamiento de la energía solar, una descripción de las tecnologías existentes en la actualidad y una comparativa de las tecnologías de concentración solar. También se incluyen las mejoras que se pueden hacer para reducir los costos de inversión en una planta de torre central y helióstatos.

En el capítulo 5 se presentan las aplicaciones de los helióstatos y referencias a las plantas de torre central existentes y en desarrollo. También se incluye un análisis preliminar de costo para una planta de Torre Central en México en el que se muestra que un proyecto de este tipo puede tener una Tasa de Retorno de más de 18%.

En el capítulo 6 se mencionan la necesidad de adecuar el marco regulatorio de las energías renovables en México así como los mecanismos que han favorecido su crecimiento en otros países.

El desarrollo de este tema es amplio y aun cuando no se cubra en su totalidad, si se puede aportar a la difusión del conocimiento acerca de las nuevas tecnologías de generación de electricidad en nuestro país.

CAPÍTULO 2 OBJETIVO

2.1 OBJETIVO GENERAL

Demostrar que la generación de electricidad mediante la captación de energía solar utilizando Helióstatos es un área de oportunidad de gran importancia en México.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Resaltar la importancia de invertir en el área de las energías renovables.

Identificar las áreas de oportunidad de la generación de energía eléctrica mediante heliostatos en México.

Mostrar las posibles aplicaciones domésticas e industriales de los heliostatos.

Comparar los costo de instalación de una planta de generación de energía eléctrica mediante sistemas de heliostatos con los costos de instalación de plantas tradicionales de generación de energía eléctrica.

2.3 HIPÓTESIS

La producción de energía eléctrica mediante sistemas de concentración con heliostatos es un área de oportunidad dentro del campo de las energías renovables en México, gracias a la provisión prácticamente inagotable de la energía solar y a su alta calidad.

2.4 JUSTIFICACIÓN

El constante incremento en los precios de los combustibles fósiles, la facilidad para disponer de estos combustibles, así como la contaminación creciente en el planeta hace necesario pensar en nuevas fuentes de energía: las energías renovables. Dentro de estas fuentes de energía se ha pensado en aprovechar la energía de las olas del mar, la eólica, la contenida en la biomasa y la proveniente del sol. La energía solar puede transformarse en electricidad, ya sea de forma directa mediante celdas fotovoltaicas o mediante un ciclo termodinámico cuando se concentra la energía solar en un punto para facilitar su aprovechamiento. Y es en este campo que aparecen los Heliostatos, cuyo principio consiste en seguir el movimiento del sol para aprovecharlo la mayor parte del día, reflejando la luz solar en un receptor que permite aprovechar el calor para producir electricidad. Y esta electricidad puede alimentarse

directamente a la red o suministrar energía a sistemas aislados mediante instalaciones locales. Hasta el momento las plantas termosolares de torre central y helióstatos desarrolladas alrededor del mundo están dedicadas a producir electricidad para ser alimentada a la red eléctrica, aunque en algunas plantas de canales parabólicos sólo se genera vapor que se alimenta a una planta de ciclo combinado tradicional; este mismo vapor puede emplearse para otras aplicaciones industriales.

En México las políticas energéticas ya contemplan la diversificación de las fuentes de energía eléctrica, así como la meta de alcanzar una participación de las fuentes renovables del 35% para el servicio público en 2024. Sin embargo las fuentes que se han desarrollado hasta el momento son la hidráulica y la eólica, siendo esta última la que más ha crecido en los últimos años. Si bien es cierto la energía eólica tiene un gran potencial de desarrollo, presenta el problema de la intermitencia en la generación de electricidad, llegando a generar huecos de tensión en la red eléctrica.

Las instalaciones de torre central y helióstatos operan de forma más estable que las instalaciones eólicas gracias a que pueden contar con un sistema de almacenamiento térmico de hasta 15 horas, evitando los problemas de inestabilidad de la red.

Al revisar las reservas de energías renovables en México, se puede notar que la energía solar es la única que no tiene una limitante, gracias a la posición geográfica de nuestro país, pues se cuenta con grandes extensiones de terreno y altos niveles de radiación solar. Esto permite que se puedan proyectar plantas que aprovechen la energía solar sin restricciones de espacio, principalmente en las zonas norte y noroeste del país, donde se ha estimado de forma preliminar una capacidad de desarrollo cercano a los 2 GW en los próximos cinco años (SENER, 2012f).

Cabe mencionar que un país como Alemania ha desarrollado una planta de torre central y helióstatos aun cuando el recurso solar disponible es de sólo 902 kWh/m²/año, un valor muy por debajo de lo que se puede aprovechar en México, que es de 2,007 kWh/m²/año en promedio.

El aprovechamiento de la energía solar en México ya existe, pero está más enfocado a la tecnología fotovoltaica y la termosolar sólo se ha enfocado en calentar agua para uso doméstico. El aprovechamiento para producir electricidad mediante energía solar se dará en la primera planta termosolar en México, que es una planta híbrida de ciclo combinado que se construye en Agua Prieta, Sonora, con una capacidad total de 549 MW, de los cuales 14 MW provendrán de la energía térmica captada del sol mediante tecnología de canales parabólicos, según información de la página electrónica de la CFE.

Los primeros pasos ya se están dando en nuestro país, sin embargo aun falta mucho para llegar al desarrollo de esta área como ya se ha hecho en países como España o Alemania y Estados Unidos. Este, sin duda es un campo que merece especial atención si se considera

que las reservas nacionales e internacionales de gas y petróleo tienen una marcada tendencia a la baja, lo mismo que las reservas de carbón.

Ante esta situación, las tecnologías renovables de generación de electricidad representan la única solución viable, si se considera que las instalaciones nucleares aun no terminan de convencer en lo que a seguridad se refiere. Prueba de lo anterior es el accidente ocurrido en la central nucleoelectrónica Fukushima I en Japón, en el año 2011.

Los campos concentradores mediante sistemas de helióstatos son un área de oportunidad, amigable con el ambiente y cuyo desarrollo puede traer grandes beneficios ambientales para la población al ayudar a reducir la participación de las fuentes de energía fósiles. En este sentido es importante mencionar que de las energías renovables la termosolar es la que menos residuos contaminantes genera.

CAPÍTULO 3 SITUACIÓN ENERGÉTICA ACTUAL

El hombre siempre ha buscado la forma de aprovechar los recursos energéticos que hay a su alrededor. En un principio la biomasa fue aprovechada como alimento para los animales que después eran empleados para desarrollar tareas como transporte, arar la tierra o mover pesadas piedras de molinos entre otras actividades. También se empleó la energía contenida en la leña para cocinar alimentos y eventualmente generar vapor. Posteriormente se aprovecharon el carbón, el petróleo y la energía nuclear.

3.1 FUENTES DE ENERGÍA CONVENCIONALES

Actualmente las principales fuentes de energía son recursos no renovables como el carbón, derivados del petróleo, gas natural y energía nuclear. De estas fuentes de energía las más empleadas como fuentes primarias son el carbón y los derivados del petróleo, como se ve en la Figura 3.1. En lo referente a la producción de electricidad, el carbón también domina el mercado internacional.

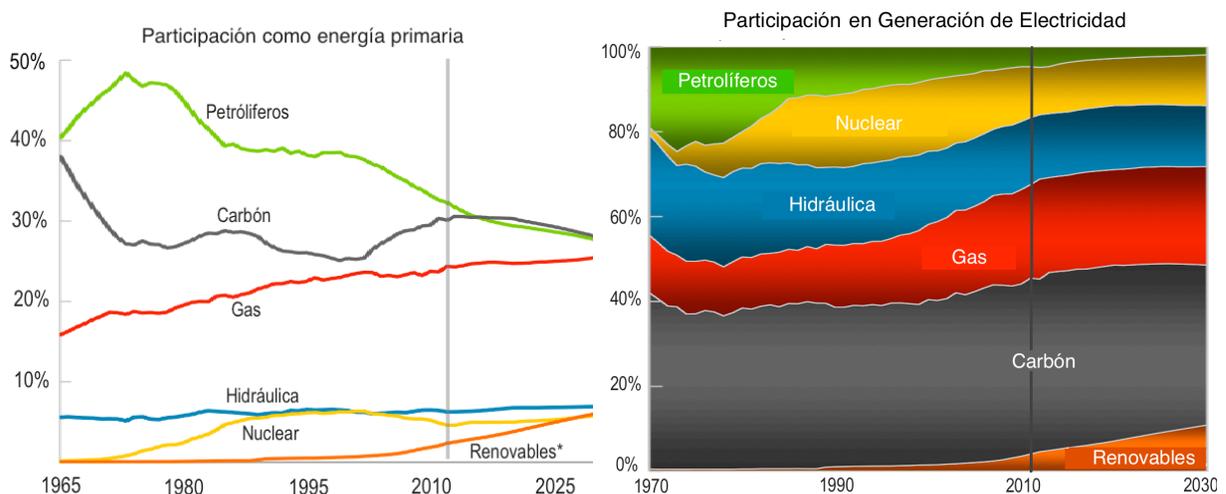


Figura 3.1 Distribución del aprovechamiento de energía de acuerdo a su fuente

Fuente: Adaptado Energy Outlook 2030

* Incluye biocombustibles

A continuación se hace una breve exposición de la situación y tendencias en las fuentes de energía que se emplean actualmente para la producción de electricidad.

3.1.1 Situación y tendencias mundiales

3.1.1.1 Carbón

La generación de energía eléctrica a partir de carbón, que comenzó con la primera central carboeléctrica desarrollada por Thomas Edison en Nueva York en 1882 (WCI, 2005) ha sido y seguirá siendo la de mayor participación entre el resto de las fuentes de energía por varios años más (IEA, 2012), pues de acuerdo con el ritmo de producción actual, la relación mundial

reservas/producción (R/P) es de 112 años (Tabla 3.1), aunque se han llegado a estimar reservas hasta por 190 años (WCI, 2005).

Este combustible ha recibido duras críticas por la contaminación que genera, aun cuando las tecnologías para mejorar el rendimiento de este tipo de centrales eléctricas siguen desarrollándose, llegando a encontrar plantas como la de Nordjyllandsværket², en Dinamarca, cuyo nivel de eficiencia es del 47% (Christensen et al, 2009). Actualmente China es el principal consumidor con alrededor del 47% mundial y que seguirá aumentando su demanda hasta el año 2020 mientras que la India seguirá creciendo hasta el 2025 para mantener en funcionamiento sus carboeléctricas (IEA, 2012). Se estima que para el 2030 el carbón seguirá ocupando el 28% del mercado energético.

Tabla 3.1 Reservas mundiales de Carbón calculadas hasta el año 2011

PAÍS O REGIÓN		RESERVAS MUNDIALES DE CARBÓN ³ , 2011 (millones de toneladas)			RELACIÓN RESERVAS/PRODUCCIÓN	
		Bitumen y antracita	Sub-bituminoso y lignita	Reservas totales	Producción 2011 (millones de ton)	R/P (Años)
1	Estados Unidos de A.	108,501	128,794	237,295	992.8	239
2	Rusia	49,088	107,922	157,010	333.5	471
3	China	62,200	52,300	114,500	3,520.0	33
4	Australia	37,100	39,300	76,400	415.5	184
5	India	56,100	4,500	60,600	588.5	103
6	Alemania	99	40,600	40,699	188.6	216
7	Ucrania	15,351	18,522	33,873	86.8	390
8	Kazajstán	21,500	12,100	33,600	115.9	290
9	Sudáfrica	30,156	–	30,156	255.1	118
10	Colombia	6,366	380	6,746	85.8	79
11	Canadá	3,474	3,108	6,582	68.2	97
12	Polonia	4,338	1,371	5,709	139.2	41
13	Indonesia	1,520	4,009	5,529	324.9	17
14	Brasil	–	4,559	4,559	6.2	735
15	Grecia	–	3,020	3,020	57.5	53
16	Bulgaria	2	2,364	2,366	37.1	64
17	Turquía	529	1,814	2,343	77.2	30
18	Pakistán	–	2,070	2,070	3.2	647
19	Hungría	13	1,647	1,660	9.6	174
20	Tailandia	–	1,239	1,239	21.4	58
21	México	860	351	1,211	15.7	77
22	Otros	7,565	26,206	33,771	384.2	88
	TOTAL	404,762	456,176	860,938	7695.4	112

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2012.

² Esta planta se comenzó a construir a principios del año 2008 y se prevee que para el año 2013 se pueda capturar y almacenar alrededor del 90% del CO₂ producido en la planta (Christensen *et al.*, 2009).

³ El carbón es una sustancia fósil, dura, bituminosa y térrea, de color oscuro o casi negro, que resulta de la descomposición lenta de la materia leñosa, y arde con menos facilidad, pero dando más calor que el carbón vegetal (RAE, 2009). De acuerdo al proceso de formación del carbón mineral, se puede establecer que el orden es el siguiente: materia vegetal leñosa, Turba, Lignito, Sub-bituminoso, Bituminoso (Hulla) y Antracita aumentando en contenido de carbón y en poder calorífico en el mismo orden.

3.1.1.2 Gas natural

Las tendencias actuales indican que gas natural presentará la tasa de crecimiento más alta como combustible en la generación mundial de electricidad, con 5.6% promedio anual durante el periodo 2005-2015. Se estima que durante el periodo 2005-2015, el uso de gas natural pasará de 19.8% a 24.3% como combustible en la generación eléctrica. En la Tabla 3.2 se muestran las reservas probadas mundiales de gas natural, que a finales de 2011 se ubicaron en 7,360 trillones de pies cúbicos, de las cuales Rusia concentra el 21.4%, Irán el 15.9% y Qatar 12.0%. Se prevé que este panoramá cambie cuando se aumente la extracción del llamado gas de esquisto en países como China, Estados Unidos y Australia (IEA, 2012).

Tabla 3.2 Reservas y producción de Gas Natural en el mundo en el año 2011

PAÍS O REGIÓN	RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL (bpc)	RELACIÓN RESERVAS/PRODUCCIÓN 2011	
		Producción (mmpcd)	Reservas (Años)
1 Rusia	1,574,975.8	21,436.3	73.5
2 Irán	1,168,562.1	5,360.8	218.0
3 Qatar	884,529.0	5,186.0	170.6
4 Turkmenistán	858,801.5	2,102.9	408.4
5 Estados Unidos	299,821.5	23,000.2	13.0
6 Arabia Saudita	287,822.0	3,504.3	82.1
7 Emiratos Árabes	215,061.1	1,826.8	117.7
8 Venezuela	195,184.1	1,101.0	177.3
9 Nigeria	180,457.9	1,407.8	128.2
10 Argelia	159,057.3	2,754.4	57.7
11 Australia	132,756.2	1,587.9	83.6
12 Irak	126,700.0	65.3	1,939.3
13 China	107,745.0	3,620.8	29.8
14 Indonesia	104,710.0	2,669.7	39.2
15 Malasia	86,007.9	2,182.3	39.4
16 Egipto	77,339.1	2,163.4	35.7
17 Noruega	73,101.3	3,581.7	20.4
18 Canadá	70,011.4	5,667.3	12.4
19 Kazajstán	66,433.1	680.5	97.6
20 Kuwait	63,001.4	457.3	137.8
21 Uzbekistán	56,587.4	2,013.4	28.1
22 Libia	52,795.4	144.8	364.6
23 Azerbaiyán	44,867.9	523.0	85.8
24 India	43,822.7	1,629.1	26.9
25 México	12,494.2	1,853.1	6.7
Resto del mundo	418,207.8	29,278.4	21.8
TOTAL	7,360,853.1	115,698.5	63.6

Fuente: BP, 2012.

Se calcula que las reservas de gas durarán poco más de 60 años al ritmo de explotación actual y se estima que para el 2030 el mercado de energéticos tendrá al Gas natural como participante con el 26% de acuerdo al Energy Outlook 2030.

Cabe mencionar que en la actualidad, las plantas de ciclo combinado pueden alcanzar eficiencias del orden de 50% a 60%⁴ utilizando la tecnología más avanzada y quemando gas natural como combustible (SENER, 2008a).

3.1.1.3 Petrolíferos

Los petrolíferos se siguen utilizando como combustible para la generación de energía eléctrica, aunque se espera que su uso disminuya en 1.4% promedio anual hacia 2015. Esto, como resultado de los altos precios del petróleo y de las políticas mundiales para mitigar los efectos del calentamiento global. En este sentido, se espera una reducción en el consumo de petrolíferos para generación eléctrica, aunque en algunas regiones como los países del Medio Oriente, que en el año 2005 produjo el 36% de su electricidad mediante esta fuente, permanecerá como la opción viable dada la riqueza petrolera. Además, en varias zonas rurales de Asia, donde aún no hay acceso a infraestructura de transmisión y distribución de energía eléctrica, la opción inmediata es utilizar generadores que utilizan diésel (SENER 2008a). Se estima que para el 2030 el 27% del mercado energético corresponderá a los petrolíferos (Energy Outlook 2030).

En la Tabla 3.3 se muestran las reservas existentes de petróleo, así como su duración estimada en años de acuerdo al ritmo de explotación actual. Destaca Venezuela con las mayores reservas (17.9% del total mundial), seguido de varios países del Medio Oriente que en conjunto representan más del 45% de las reservas. La IEA (2012) estima que derivado de los trabajos de exploración en formaciones compactas en Estados Unidos lleven a este país a convertirse en el mayor productor después del año 2020. Canadá también aumentará su producción gracias a la exploración en arenas bituminosas y Brasil en aguas profundas.

Tabla 3.3 Reservas y producción de petróleo a finales de 2011

	PAÍS O REGIÓN	RESERVAS DE PETRÓLEO (millones de barriles)	RELACIÓN RESERVAS/PRODUCCIÓN	
			PRODUCCIÓN 2011 (millones de barriles)	Reservas (Años)
1	Venezuela	296,501.0	992.9	298.6
2	Arabia Saudita	265,405.0	4,073.6	65.2
3	Canadá	175,221.5	1,285.4	136.3
4	Irán	151,170.0	1,577.2	95.8
5	Irak	143,100.0	1,021.3	140.1
6	Kuwait	101,500.0	1,045.9	97.0
7	Emiratos Árabes Unidos	97,800.0	1,212.5	80.7
8	Rusia	88,179.8	3,752.3	23.5
9	Libia	47,100.0	174.9	269.4

⁴ Las turbinas de la marca Siemens son las que han mostrado las eficiencias más altas.

PAÍS O REGIÓN		RESERVAS DE PETRÓLEO (millones de barriles)	RELACIÓN RESERVAS/PRODUCCIÓN	
			PRODUCCIÓN 2011 (millones de barriles)	Reservas (Años)
10	Nigeria	37,200.0	896.9	41.5
11	Estados Unidos de A.	30,872.0	2,862.1	10.8
12	Kazajstán	30,000.0	671.8	44.7
13	Estado de Qatar	24,683.0	628.7	39.3
14	Brasil	15,050.4	800.4	18.8
15	China	14,713.0	1,492.7	9.9
16	Angola	13,500.0	637.4	21.2
17	Argelia	12,200.0	630.9	19.3
18	México	11,393.7	1,072.3	10.6
19	Azerbaiyán	7,000.0	339.7	20.6
20	Noruega	6,884.1	744.4	9.2
21	Sudan	6,700.0	165.3	40.5
22	Ecuador	6,157.8	185.6	33.2
23	Malasia	5,859.0	209.1	28.0
24	India	5,703.5	313.3	18.2
25	Otros países	58,717.6	3,718.2	15.8
22	TOTAL	1,652,611.3	30,505.1	54.2

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2012.

3.1.1.4 Energía nuclear

Desde que se descubrió la forma de aprovechar la energía nuclear en los EUA, que cuenta con el programa nuclear comercial más antiguo del mundo, se le comenzaron a buscar aplicaciones alternas a las iniciales y conocidas por todos a consecuencia de su efecto en las ciudades de Hiroshima y Nagasaki. Así, se construyó la primera planta nuclear en gran escala en el mundo, con un reactor de agua presurizado de 60 MW, que inició operaciones el 2 de diciembre de 1957 en Shippingport, Pennsylvania, en los Estados Unidos de América. (SENER 2008a).

A partir de entonces, la energía nuclear se convirtió en una importante fuente de generación eléctrica en muchos países. Como ejemplo podemos citar a Francia, cuya capacidad nuclear en 2006 representaba el 54.5% de su capacidad total instalada. Este desarrollo ha significado a finales de 2011 más de 14,800 años-reactor de experiencia en el contexto mundial mediante la operación de 578 reactores en 34 países.

El desarrollo de esta tecnología ha recibido severas críticas por diversos grupos ambientalistas, sin embargo esto no ha detenido su desarrollo. Para superar estas críticas se ha puesto especial atención en el desecho de los residuos. Se espera que la cuarta generación de reactores, estimada para 2030, presente competitividad económica mejorada, confiabilidad energética y que satisfaga plenamente asuntos tales como seguridad nuclear, no proliferación, reducción de desechos y mejora en la percepción pública mundial.

Como puede apreciarse en la Tabla 3.4, las principales adiciones en este campo, se realizarán en China, Rusia, India y Corea del Sur. Así, se puede observar que Asia es una región de gran importancia en términos de dinamismo en la construcción de nuevos reactores nucleares. El gobierno ruso planea incrementar su capacidad nucleoelectrónica, mediante la construcción de 26 nuevas instalaciones nucleares, para reducir la dependencia respecto al gas natural y conservar así uno de sus principales productos de exportación.

Tabla 3.4 Reactores Nucleares en operación y en construcción al mes de octubre de 2011

PAÍS O REGIÓN		EN OPERACIÓN COMERCIAL			EN CONSTRUCCIÓN		
		No. De unidades	Capacidad Neta (MWe)	Tipo de Reactores	No. De unidades	Capacidad Neta (MWe)	Tipo de Reactores
1	Estados Unidos	104	101,465	BWR, PWR	1	1,165	PWR
2	Francia	58	63,130	PWR	1	1,600	PWR
3	Japón	50	44,215	BWR, PWR	2	2,650	BWR
4	Rusia	33	23,643	PWR, FBR, LWGR	10	8188	PWR, FBR, LWGR
5	Corea del Sur	21	18,751	PWR, PHWR	5	5,560	PWR
6	Ucrania	15	13,107	PWR	2	1,900	PWR
7	Canadá	18	12,604	PHWR	-	-	n.a.
8	Alemania	9	12,068	BWR, PWR	-	-	n.a.
9	China	16	11,816	PWR, PHWR	26	26,620	PWR
10	Reino Unido	18	9,953	PWR, GCR	-	-	n.a.
11	Suecia	10	9,326	BWR, PWR	-	-	n.a.
12	España	8	7,567	BWR, PWR	-	-	n.a.
13	Bélgica	7	5,927	PWR	-	-	n.a.
14	Taiwán	6	5,018	PWR, BWR			
15	India	20	4,391	BWR, PHWR	7	4,824	PWR, PHWR, FBR
16	República Checa	6	3,766	PWR	-	-	n.a.
17	Suiza	5	3,263	BWR, PWR	-	-	n.a.
18	Finlandia	4	2,736	BWR, PWR	1	1,600	PWR
19	Bulgaria	2	1,906	PWR	2	1,906	PWR
20	Hungría	4	1,889	PWR	-	-	n.a.
21	Brasil	2	1,884	PWR	1	1245	PWR
22	Sudáfrica	2	1,830	PWR	-	-	n.a.
23	Eslovaquia	4	1,816	PWR	2	782	PWR
24	México	2	1,300	BWR	-	-	n.a.
25	Rumania	2	1,300	PHWR	-	-	n.a.
26	Argentina	2	935	PHWR	1	692	PHWR
27	Irán	1	915	PWR			
28	Pakistán	3	725	PWR, PHWR	2	630	PWR
29	Eslovenia	1	688	PWR	-	-	n.a.
30	Países Bajos	1	482	PWR	-	-	n.a.
31	Armenia	1	375	PWR	-	-	n.a.
TOTAL		435	368,791		65	61,962	---

Fuente: SENER 2008a e IAEA 2012

n.a.: No aplica

El incremento de la capacidad nuclear se ha planteado como una respuesta al calentamiento global, buscando mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero. Contrario a esto, Alemania estableció en el año 2000 el retiro gradual de su capacidad nuclear instalada (SENER 2008a). También países como Francia y Japón han mostrado interés en reducir la utilización de energía nuclear (IEA, 2012).

El accidente ocurrido el 11 de marzo de 2011 en la central nuclear Fukushima I, en Japón, han reavivado las opiniones en contra de este método de generación de energía eléctrica. Sin embargo, de acuerdo a los datos de la IAEA existen más de cien proyectos para la construcción de reactores en los próximos años con una capacidad conjunta de más de 430 GW lo que representa más del 30% de la capacidad instalada y los proyectos en construcción juntos (IAEA, 2012).

3.1.2 Situación y tendencias en México

La generación de energía eléctrica en México está en constante crecimiento, lo que se observa al pasar de una capacidad instalada de 34,815 MW en 1997 a 52,352 MW a finales de 2012, lo que representa un incremento cercano al 50% en los últimos 15 años. Esta industria se encuentra dominada por las fuentes no renovables, específicamente combustibles fósiles como gas natural, combustóleo, carbón y diésel, como se observa en la Figura 3.2.

Estos combustibles comprendieron a finales de 2012 el 72.7% de la capacidad instalada según el Sistema de Información Energética (SENER, 2013a).

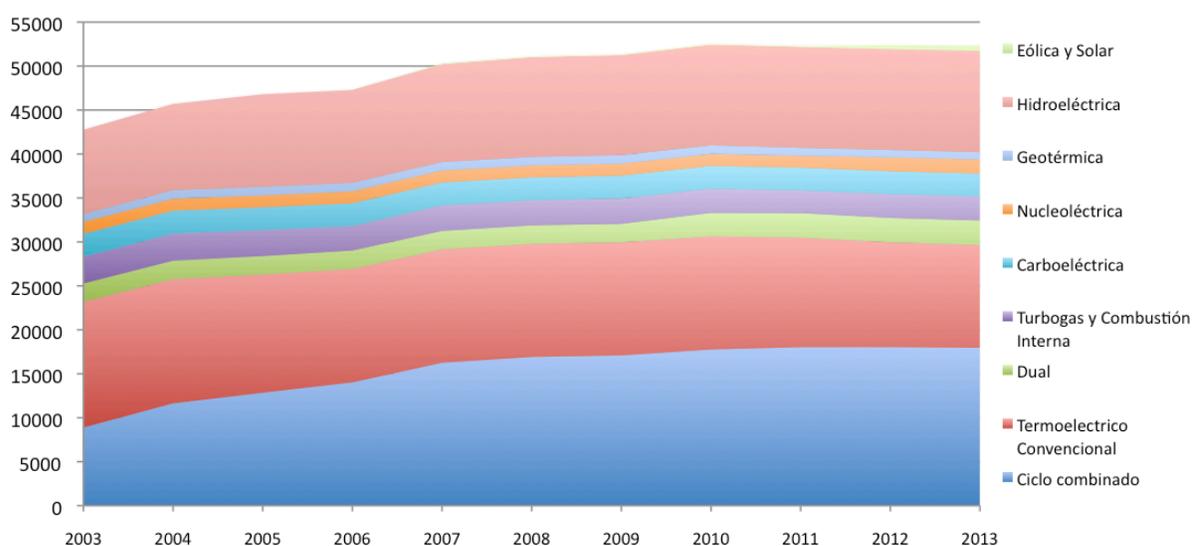


Figura 3.2 Evolución de la capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional, en MW

Elaborada con datos obtenidos de SENER, 2013a

En la Figura 3.3 se muestra el continuo crecimiento de la generación bruta de electricidad entre los años 2003 a 2012, de acuerdo al Sistema de Información Energética de la SENER. En dicha gráfica se nota con mayor claridad el predominio de las plantas que consumen

energéticos convencionales, pues la generación no es directamente proporcional a la capacidad instalada por tecnología. Así, se tiene que el 81.73% de la electricidad generada provino de combustibles fósiles en 2012, mientras que sólo el 16.04% tuvo su origen en las renovables (Hidroeléctrica, geotérmica, solar y eólica). Es importante mencionar que existe el mandato legal de generar el 35% de la electricidad a partir de energías no fósiles en 2024, de acuerdo al Artículo 2 transitorio de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE), por lo que se espera una mayor participación de las renovables en los próximos años.

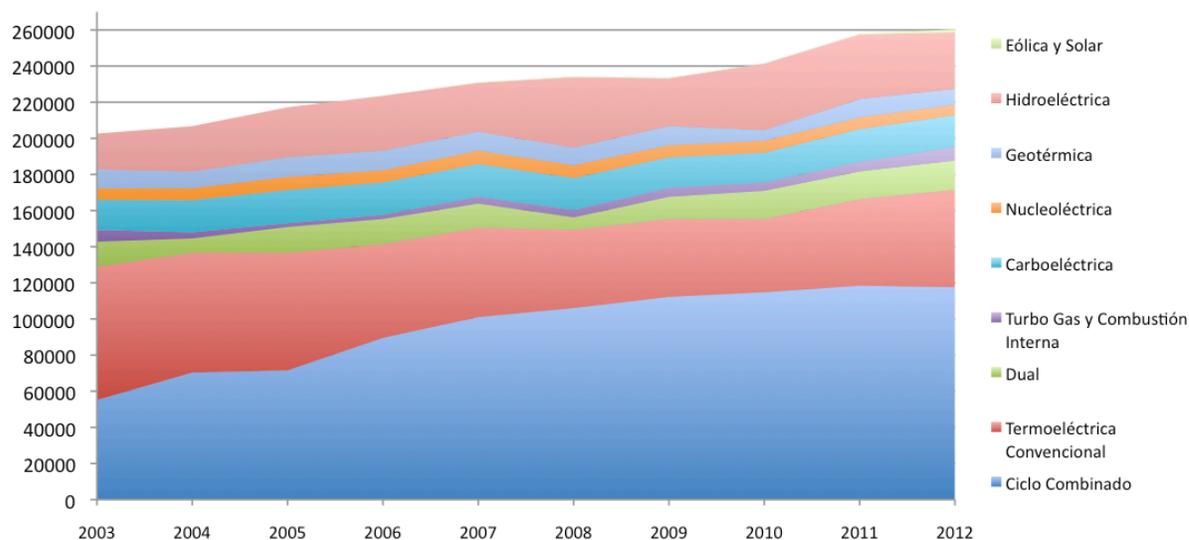


Figura 3.3 Evolución de la generación bruta de electricidad en México, en GWh

Elaborada con datos obtenidos de SENER, 2013a

Carbón

El consumo en México fue de casi 23 millones de toneladas en el año 2011, de este total se tuvieron que importar más de 7.5 millones de toneladas (CAMIMEX, 2012). El consumo de carbón en México representó a finales de 2011 el 0.3% del consumo mundial (BP, 2012), el cual se concentró básicamente en la industria siderúrgica y en el sector eléctrico. Las reservas estimadas de este combustible para México, es de 77 años, muy por debajo de los hasta 111 años calculados para la reservas mundiales.

Las centrales que utilizan carbón representaron el 4.97% del total de la capacidad instalada de 2600 MW a finales de 2012. Esta capacidad según los datos del Sistema de Información Energética se ha mantenido en los últimos 10 años con dos plantas ubicadas en Coahuila (SENER, 2013a).

También se puede mencionar la Central Carboeléctrica del Pacífico que funciona de manera Dual esto es con carbón y combustóleo.

Gas

El consumo de gas natural para generación eléctrica ha aumentado en México, impulsando un crecimiento en la demanda de este combustible. El gas natural consumido aportó el 45.15% de la generación total de energía eléctrica para servicio público en 2012, de acuerdo a los datos del Sistema de Información Energética.

Esta tendencia a la alza en el consumo de Gas Natural se ve reflejado en los proyectos de nueva infraestructura impulsados por la CFE, como son los gasoductos Sásabe-Guaymas que permitirá la importación de una cantidad máxima diaria de 760 millones de pies cúbicos por día "MMPCD". Otros proyectos son: El gasoducto Guaymas-El Oro con capacidad máxima diaria de 500 millones de pies cúbicos por día, el Gasoducto El Oro-Mazatlán con capacidad máxima diaria hasta por la cantidad de 200 millones de pies cúbicos y el gasoducto El Encino-Topolobampo con capacidad máxima diaria de 450 millones de pies cúbicos. Estos proyectos que se estiman para una vida útil de 25 años permitirán suministrar gas natural a las centrales en el noroeste del país (CFE,2012a). Estos gasoductos forman parte del Proyecto Integral de Gasoductos Noroeste-Norte que pretende dar impulso a las centrales de gas para instalar 3,761 MW entre 2016 y 2021 mientras se retiran 1,732 MW, para una adición de capacidad de generación al sistema de 2,029 MW.

Además, en un proyecto sin precedentes, PEMEX impulsó la construcción de una planta de cogeneración en el complejo Nuevo Pemex, Tabasco, que fue inaugurada el 25 de octubre de 2012. Esta planta generará 300 MW de electricidad y 800 Ton/h de vapor para convertirse en la mayor de su tipo en México y América Latina. La electricidad producida beneficiará, mediante el porteo, a 125 centros de trabajo de PEMEX.

Para PEMEX, esta planta en Nuevo Pemex es sólo el comienzo, pues se prevé la construcción de varias más según el orden que se muestra en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5 Potencial de cogeneración identificado en PEMEX

ORDEN DE CONSTRUCCIÓN	UBICACIÓN DE PLANTA	CAPACIDAD ESTIMADA (MW)	CAPACIDAD ACUMULADA (MW)
1	Nuevo Pemex*	300 (Oct 2012)	300
2	Salamanca	550	850
3	Tula	350	1,200
4	Salina Cruz	350	1,550
5	Morelos	400	1,950
6	Cangrejera	350	2,300
7	Madero	350	2,650
8	Cadereyta	350	3,000
9	Atasta	100	3.100

* Construida por Abengoa Cogeneración, con un costo de seis mil 400 millones de pesos. Inaugurada el 25 de octubre de 2012. El más grande de México y América Latina.

Petrolíferos

Uno de los principales combustibles derivados del petróleo que se emplean en la generación de electricidad es el combustóleo, que contribuyó a finales del 2012 con el 22.7% de la capacidad instalada y con el 20.71% de la generación.

Los planes de incrementar la capacidad instalada comprenden Centrales a base de combustóleo como: Guerrero Negro III (11 MW) y IV (7 MW) y Santa Rosalía I (15 MW) y II (11 MW), todas en Baja California Sur.

Es interesante que haya planes de construir nuevas plantas para generar electricidad a base de petrolíferos, considerando que las reservas probadas de petróleo en México tienen una duración estimada de 10 años para el ritmo de explotación para finales de 2011, según el Statistical Review of World Energy (BP, 2012). En este sentido, los datos de PEMEX publicados en 2012 estiman las reservas probadas en 10.2 años, con reservas probables para 19.3 años (PEMEX, 2012).

Nuclear

La planta de Laguna Verde es la única instalación conectada al Sistema Eléctrico Nacional que funciona con Energía Nuclear, mediante reactores tipo BWR⁵. La construcción de esta planta inició en junio de 1977, cuenta con una capacidad instalada de 1610 MW en dos unidades a finales de 2012, generando 5,816.64 GW-h en 2012 lo que representó el 2.23% del total nacional. El factor de operación actual es superior al 99%, con un factor acumulativo de operación de 86.17% y una eficiencia del 98.29% (PRIS, 2009), valor muy superior al de otras tecnologías que operan actualmente en México. Los proyectos actuales para aumentar la capacidad de generación no contemplan nuevas plantas Nucleoeléctricas en el corto plazo, sin embargo, se analiza la posibilidad de desarrollar esta área en un futuro cercano pues la energía nuclear está considerada en el programa de obras e inversiones del Sector Eléctrico como parte de las Tecnologías con Nueva Generación Limpia.

Es importante mencionar que las reservas probadas de uranio en México, son de 14,600 toneladas, de las cuales 10,600 son económicamente explotables. Estas reservas son suficientes para abastecer los dos reactores de la central nucleoelectrica de Laguna Verde durante toda su vida, con un excedente del 30%. Ha de considerarse también que estas reservas existen en base a una pequeña parte explorada del territorio mexicano y que no son explotadas actualmente, por lo que México no aportó a las 54,300 toneladas de Uranio extraídas en 2011 (BGS, 2013).

⁵ Los reactores BWR (del Inglés *Boiling Water Reactor*) emplean agua ligera como refrigerante y para la producción del vapor que se alimenta a la turbina para la generación de potencia. Cabe mencionar que este tipo de reactor es del mismo que empleaba la Central Fukushima I en Japón

3.2 FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES

Las fuentes de energía que comúnmente son consideradas como renovables han de tener la característica de ser virtualmente inagotables o que se regeneran de manera natural. Así, las fuentes de energía renovable que se pueden mencionar son:

- a) Energía solar: Proveniente directamente del sol
- b) Energía eólica: Fuerza del viento
- c) Energía geotérmica: Calor del interior de la tierra
- d) Energía hidráulica: Las corrientes de agua dulce
- e) Energía maremotriz: Aprovechamiento de mareas
- f) Energía azul: Diferencia de salinidad en llegada de ríos al mar
- g) Energía undimotriz: Fuerza de las olas

La Biomasa también es considerada como una fuente de energía renovable, sin embargo es importante mencionar que al convertirla en biocombustibles o directamente como combustible se genera contaminación. Además el cultivo de las plantas demanda una gran cantidad de agua, un recurso que cada vez es más difícil de disponer.

Las fuentes de energía renovables no deben confundirse con las llamadas energías alternativas como la nuclear, la que es considerada como una fuente alternativa que si bien produce pocas emisiones de CO₂, si genera residuos radioactivos.

3.2.1 Situación y tendencias mundiales

En años recientes la inversión en energías renovables ha recibido un fuerte impulso como resultado de los altos precios del petróleo, de las consecuencias observadas en el ambiente por el uso de combustibles fósiles, la reducción de costos tecnológicos y el aumento de las subvenciones (IEA, 2012). Las fuentes más aprovechadas para producir electricidad son la eólica, solar, hidráulica, biomasa y geotérmica, y son en las que se centra este estudio.

Las energías renovables alcanzaron un 25% del total de la capacidad instalada y el 20.3% de la generación de energía mundial a finales de 2011 (REN21, 2012) y se estima que en conjunto podrían exceder el 50 % del suministro global de energía para el año 2025, según un estudio publicado por el “Energy Watch Group”. En este panorama, la energía eólica y la solar poseerán el 50 % del mercado de nuevas instalaciones generadoras de energía alrededor del mundo para el año 2019. En este sentido, en la región del Mediterráneo se considera que para el año 2030 el 19% de la energía eléctrica sea de origen renovable (María, 2009).

La creación de la Agencia Internacional de Energía Renovable⁶ pretende ser una especie de catalizador que acelere el despliegue de las energías renovables. Para tal fin, proveerá de

⁶ La International Renewable Energy Agency (IRENA) fue fundada el 26 de enero de 2009 en la ciudad de Bonn, Alemania, contando con la adhesión inicial de 75 países. Esta institución pretende ser un contrapeso institucional para la Agencia

conocimiento a sus países miembros y ejercerá presión en los procesos internacionales de toma de decisiones referentes al cambio climático mundial.

3.2.1.1 Hidráulica

La tecnología hidráulica está muy desarrollada en países como China, Brasil, Canadá y los Estados Unidos, que en conjunto aportan más del 50% de la electricidad generada con esta tecnología, como puede observarse en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6 Consumo de energía generada en Hidroeléctricas en el año 2011 en TWh

NO	PAÍS	CONSUMO EN 2011	% DEL TOTAL MUNDIAL	% VARIACIÓN DEL AÑO 2010
1	China	694.0	19.8%	-3.9%
2	Brasil	429.6	12.3%	6.5%
3	Canadá	376.5	10.8%	7.3%
4	Estados Unidos	328.4	9.4%	24.9%
5	Rusia	164.9	4.7%	-2.1%
6	India	131.6	3.8%	18.9%
7	Noruega	122.1	3.5%	3.5%
8	Japón	84.8	2.4%	-6.7%
9	Venezuela	83.7	2.4%	9.0%
10	Suecia	66.5	1.9%	-0.6%
11	Turquía	52.4	1.5%	1.1%
12	Colombia	48.2	1.4%	19.7%
13	Francia	45.5	1.3%	-27.5%
14	Italia	44.5	1.3%	-12.1%
15	Argentina	39.7	1.1%	-2.2%
16	México	35.8	1.0%	-2.6%
17	Suiza	32.6	0.9%	-9.7%
18	Paquistán	30.6	0.9%	3.9%
19	España	30.6	0.9%	-27.6%
20	Austria	30.3	0.9%	-10.8%
21	Otros países	625.5	17.9%	-3.3%
	TOTAL	3,497.9	100.0%	1.6%

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2012.

Aun cuando son muchos los países con el potencial para desarrollar plantas hidroeléctricas, se puede apreciar que los primeros 10 países de la lista producen casi el 70% de esta electricidad mediante este recurso. Como casos interesantes donde la energía generada mediante plantas hidroeléctricas cubre la mayor parte de la demanda nacional se pueden citar países como Paraguay (100%), Noruega (95%), Etiopía (88%), Brasil (86%), Venezuela (68%) y Canadá con 62%; esto aun cuando la cantidad generada no sea muy alta en algunos casos. Otros países que también generan prácticamente toda su electricidad a partir de

hidroeléctricas son Bután, República Democrática del Congo, Lesoto, Mozambique, Nepal, y Zambia (Moller, 2012)

La capacidad instalada en centrales hidroeléctricas a finales de 2011 fue de aproximadamente 979 GW, después de los 25 GW adicionados en el mismo año. Existen planes para ampliar la capacidad instalada a nivel mundial en países como China, Brasil, Burma, Paquistán, Rusia, Vietnam, Venezuela e India, con proyectos que van desde los 2000 hasta los 12600 MW.

La tendencia en esta área es de crecimiento, no obstante las severas críticas hacia algunos de estos proyectos debido a las afectaciones que se producen en las zonas que eventualmente quedan inundadas. Como ejemplo se puede citar el desplazamiento de casi dos millones de personas en China debido a la construcción de la Presa Tres Gargantas en el Río Yangtze, que inundó a 19 ciudades y 326 pueblos en un territorio total de unos 630 km².

3.2.1.2 Energía Geotérmica

La energía geotérmica es el calor contenido en el interior de la Tierra aunque comúnmente se le denomina así sólo a la porción del calor de la Tierra que puede o podría ser recuperado y explotado por el hombre.

Los sistemas geotérmicos que se han identificado hasta el momento son: (a) hidrotermales; (b) roca seca caliente; (c) geopresurizados; (d) marinos y (e) magmáticos. De estos sistemas, el que se ha explotado comercialmente para producir electricidad es el hidrotermal, que se aprovecha mediante los procesos de vapor seco, sistemas de separación de vapor y ciclo binario. Esta fuente energética tiene grandes posibilidades de desarrollo si se considera que El U.S. Geological Survey ha estimado que la energía almacenada en los yacimientos de roca seca caliente que se encuentran dentro de los 10 kilómetros superiores de la corteza terrestre, equivale a más de 500 veces la energía acumulada en todos los yacimientos de gas y de petróleo del mundo. La energía térmica presente en el subsuelo es enorme, como se puede ver en la Tabla 3.7.

Tabla 3.7 Potencial Geotérmico Mundial

ZONA GEOGRÁFICA	RECURSOS DE ALTA TEMPERATURA ADECUADOS PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA		RECURSOS DE BAJA TEMP. ADECUADOS PARA USO DIRECTO MILLONES DE TJ/AÑO DE CALOR (LÍMITE INFERIOR)
	Tecnología convencional en TWh/año	Tecnología convencional y binaria en TWh/año	
Europa	1830	3700	>370
Asia	2970	5900	>320
África	1220	2400	>240
Norte America	1330	2700	>120
America Latina	2800	5600	>240
Oceanía	1050	2100	>110
Potencial mundial	11200	22400	>1400

Fuente: Dickson y Fanelli, 2004 (International Geothermal Association, 2001)

Este recurso comenzó a explotarse de forma considerable en una localidad de Italia conocida como Larderello, en el año de 1827, primero como fuente de calor y posteriormente, en 1904, para producir electricidad.

Los datos existentes a diciembre de 2011 ubican a Estados Unidos como el país líder en este campo con 3,112 MW, seguido de Filipinas con 1,967, Indonesia con 1,189 y México con 887 MW, como se puede ver en la Tabla 3.8.

Tabla 3.8 Países que lideran el aprovechamiento de la energía Geotérmica (a diciembre de 2011)

No.	PAÍS	CAPACIDAD (MW)	% TOTAL MUNDIAL
1	Estados Unidos	3112	28.25%
2	Filipinas	1967	17.86%
3	Indonesia	1189	10.80%
4	México	887	8.05%
5	Italia	863	7.84%
6	Nueva Zelanda	769	6.98%
7	Islandia	665	6.04%
8	Japón	502	4.56%
9	Costa Rica	208	1.89%
10	El Salvador	204	1.86%
11	Kenia	170	1.54%
12	Turquía	114	1.04%
13	Nicaragua	88	0.79%
14	Rusia	82	0.74%
15	Papúa Nueva Guinea	56	0.51%
16	Guatemala	52	0.47%
17	Portugal	29	0.26%
18	China	24	0.22%
19	Francia	16	0.15%
20	Alemania	8	0.07%
21	Etiopía	7	0.07%
22	Austria	1.4	0.01%
23	Australia	1.1	0.01%
24	Tailandia	0.3	0.00%
	TOTAL	11,014	100.00%

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2012.

La energía geotérmica ha mostrado un crecimiento sostenido en años recientes, tanto en proyectos de gran escala como de pequeña escala, estos últimos son aptos para solucionar numerosos problemas locales y mejorar la calidad de vida de pequeñas comunidades aisladas. En este sentido, se espera que Italia casi doble su capacidad instalada antes de 2020; Alemania desarrolla más de cien plantas, Las Filipinas apuntan a aumentar su capacidad geotérmica instalada en más del 60% para alcanzar 3.130 MW e Indonesia tienen planes de añadir 6.870 megavatios de nueva capacidad geotérmica en los próximos años.

La Asociación Geotérmica Internacional (IGA, por sus siglas en inglés), estima que la capacidad instalada aumente hasta 160 GW para 2050, para lo que se desarrollarán plantas que utilicen Sistemas Geotérmicos Mejorados (EGS, por sus siglas en inglés), también llamados sistemas de Rocas Secas Calientes.

3.2.1.3 Energía Solar

La cantidad de energía que llega a la superficie terrestre puede satisfacer más de 10,000 veces el consumo de energía mundial. Como media, cada metro cuadrado de terreno tiene una exposición a la luz solar suficiente para obtener 1,700 kWh de energía al año. Ha de considerarse que la cantidad de electricidad que se puede generar es proporcional al recurso solar disponible en un punto determinado. Por ejemplo, la media aproximada de energía que se recibe en Europa es de 1.000 kWh por metro cuadrado, valor que contrasta con los 1.800 kWh que se reciben en Oriente Medio. Además, los cálculos de la Agencia Internacional de Energía (AIE) muestran que si se usara tan sólo el 4% de las zonas desérticas, extremadamente secas, del mundo para instalaciones FV, se cubriría la demanda de energía primaria de todo el mundo (Wolfsegger C *et al*, 2009).

La energía solar se aprovecha de diferentes maneras; en procesos que incluyen calentamiento como secado, evaporación, destilación, refrigeración, también se emplea para potabilización de agua, en estufas Solares y para producir electricidad. En lo que se refiere a la generación eléctrica, hay dos formas de aprovechamiento, la fotovoltaica y la termosolar. En el primer caso la conversión de la luz solar se da de forma directa por medio de celdas solares mediante el fenómeno fotovoltaico, descubierto en 1839 por el físico francés Edmond Becquerel. En el segundo caso se utilizan sistemas concentradores que emplean sistemas de seguimiento del sol y ciclos termodinámicos convencionales.

En los últimos años se ha registrado un gran crecimiento en el aprovechamiento de la energía solar. Prueba de ello es el crecimiento en el sector fotovoltaico como se puede apreciar en la Figura 3.4. Este crecimiento se dio impulsado por países como Alemania, Italia, Japón Estados Unidos y España que en conjunto aportaron el 73.8% en diciembre de 2011. Se estima que para el año 2020 el 12% de la electricidad consumida en Europa tendrá un origen Fotovoltaico lo mismo que en los estados Unidos de América (EPIA, 2010).

En lo que se refiere a la energía termosolar se estima que la capacidad instalada en lo que se refiere al aprovechamiento para calentar agua y calefacción doméstica alcanzó los 232 GW_{th} a finales de 2011, teniendo a China como líder.

Por otro lado, el aprovechamiento para generar electricidad tuvo sus primeros proyectos de carácter demostrativo se desarrollaron en la década de los 80's. La primera planta comercial, llamada SEGS, se instaló en San Bernardino California y comenzó a operar en 1984 con 13.8 MW, alcanzando 353 MW en 1990 cuando se concluyó la etapa número 9. Después de esta planta y de diferentes instalaciones experimentales, el mercado de la energía termosolar

resurgió en España y en los Estados Unidos a partir del año 2006. A finales de 2009 la capacidad termosolar instalada para la generación de electricidad fue de 660 MW aproximadamente. A finales de 2011 la capacidad instalada alcanzó casi los 1,760 MW gracias a la adición de 450 MW instalados en ese año, lo que representó un incremento del 25%. A lo largo de este tiempo se ha dado un marcado predominio de la tecnología de canal parabólico con alrededor del 85% del mercado. Se espera que para el año 2050 la capacidad instalada alcance los 1,500 GW (IEA, 2010).

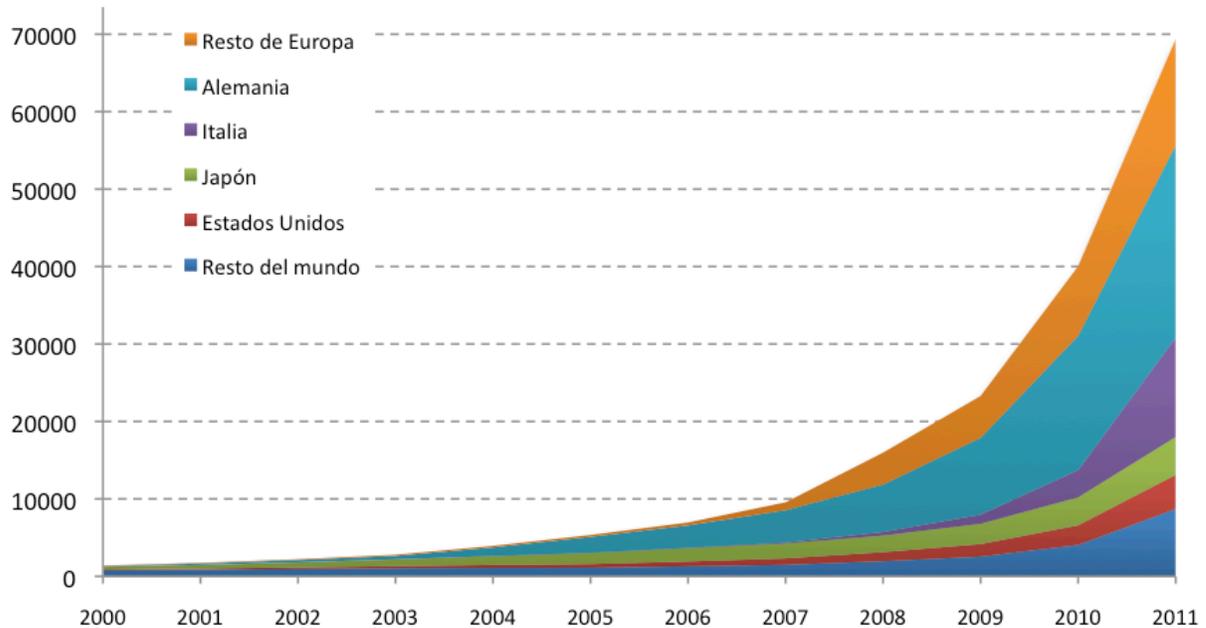


Figura 3.4 Evolución de la capacidad fotovoltaica instalada al año 20011 en MW
(Fuente: Elaborada con datos de BP, 2012)

3.2.1.4 Energía Eólica

La energía eólica ha mostrado un crecimiento muy dinámico en los años recientes (Figura 3.5), siendo la fuente de energía con el mayor crecimiento por varios años hasta que en 2011 fue superada por la solar. Aun así la capacidad instalada alcanzó cerca de 238 GW gracias a un crecimiento de 20% en 2011 (REN21, 2012). De la misma forma, los generadores empleados van aumentando en capacidad, comercializándose con capacidades de 2 hasta 5 MW. Así, en febrero 2005 comenzó a operar, en Brunsbüttel, Alemania, un enorme generador llamado Repower de 5 MW, 183 metros de alto y rotor de 126 metros de diámetro. En este sentido, la empresa Clipper Windpower ha trabajado en prototipos de 7.5 y 10 MW para aplicaciones marinas dentro de un proyecto denominado *Britannia* (Dvorak, 2010). Cabe mencionar que dicho proyecto fue abandonado en 2011, sin embargo, el nuevo prototipo, llamado Aerogenerator X, también de 10 MW de la empresa Británica Wind Power Limited habilitado para pruebas en 2012.

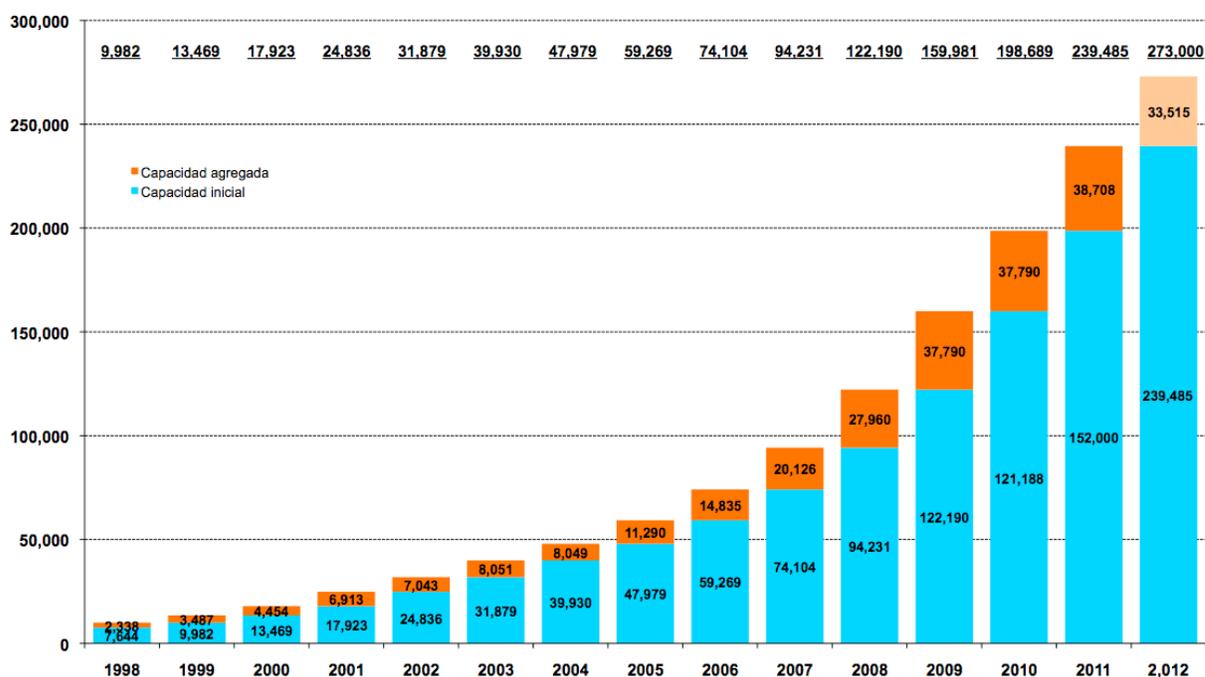


Figura 3.5 Evolución de la capacidad instalada de Energía Eólica en el Mundo en MW

Fuente: BP, 2012 y WWEA, 2012

A finales de 2011 China lidera el mercado eólico, seguida de Estados Unidos y con siete de los 10 mayores mercados en Europa como se puede ver en la Tabla 3.9.

Tabla 3.9 Capacidad instalada de Energía Eólica a finales de 2011 en el mundo

No.	PAÍS	CAPACIDAD TOTAL INSTALADA 2011 [MW]	TASA DE CRECIMIENTO EN 2011 [%]	% TOTAL MUNDIAL
1	China	62,412	39.4%	26.1%
2	Estados Unidos	47,084	16.9%	19.7%
3	Alemania	29,075	6.9%	12.1%
4	España	21,726	5.1%	9.1%
5	India	16,078	23.1%	6.7%
6	Francia	6,836	14.7%	2.9%
7	Italia	6,743	16.4%	2.8%
8	Reino Unido	6,470	20.3%	2.7%
9	Canadá	5,278	31.6%	2.2%
10	Portugal	4,214	9.8%	1.8%
11	Dinamarca	3,926	3.2%	1.6%
12	Suecia	2,904	35.6%	1.2%
13	Japón	2,595	6.8%	1.1%
14	Australia	2,476	16.8%	1.0%
15	Países Bajos	2,309	3.0%	1.0%
16	Turquía	1,729	30.9%	0.7%

No.	PAÍS	CAPACIDAD TOTAL INSTALADA 2011 [MW]	TASA DE CRECIMIENTO EN 2011 [%]	% TOTAL MUNDIAL
17	Irlanda	1,688	16.5%	0.7%
18	Polonia	1,667	35.4%	0.7%
19	Grecia	1,627	23.2%	0.7%
20	Brasil	1,425	53.8%	0.6%
21	Bélgica	1,147	20.1%	0.5%
22	México	1,123	46.0%	0.5%
23	Austria	1,086	7.2%	0.5%
24	Rumania	990	110.6%	0.4%
25	Nueva Zelanda	603	21.8%	0.3%
26	Otros países	6,274	24.6%	2.6%
27	TOTAL	239,485	20.5%	100.0%

Fuente: BP, 2012

Las estimaciones realizadas por el Global Wind Energy Council y Greenpeace mencionan que la capacidad instalada puede alcanzar entre 587 GW y 1,150 GW para el año 2020 y entre 918 y 2,541 GW para 2030 (Fried L *et al*, 2012) . Estas predicciones se hacen basados en el desarrollo del sector y en un potencial mundial estimado en 53,000 TWh/año (Rider C, 2006).

3.2.1.5 Biomasa

Es el aprovechamiento de la materia viva y los desechos orgánicos como combustibles, por lo tanto se trata de energía química, que se pueden transformar en cualquier forma de energía. Debido a que las plantas pueden almacenar 1% de la radiación solar que les llega mediante la fotosíntesis, la cantidad de energía que se fija en la biomasa es de aproximadamente cinco veces la demanda energética mundial. Sin embargo, su uso presenta restricciones como la dispersión del recurso aprovechable así como discusiones sobre la conveniencia de destinar grandes extensiones de terreno para cultivos dedicados a obtener biomasa en lugar de alimentos para la población mundial, entre otras razones.

La Unión Europea ha impulsado el aprovechamiento de esta energía y prueba de ello es la directiva 2003/30/CE que ordena el crecimiento de los biocarburantes en los países miembros. También destaca Brasil en este sector, con su programa ProÁlcool que se puso en marcha en 1975 y que ha rendido frutos al presente.

En lo que se refiere a la generación de electricidad, a finales de 2012 se tenía una capacidad instalada de 32,000 MW en 2,200 plantas alrededor del mundo y existen proyectos para agregar 12,500 MW mediante 820 plantas en los próximos cinco años. Se estima que para el año 2020 la capacidad instalada será de 40,000 MW.

La biomasa supone una oportunidad muy significativa de producción de electricidad competitiva y de bajo impacto medioambiental a nivel mundial, pero para lograr esto se

requieren el desarrollo de un mercado internacional para favorecer su uso sostenible que incluya el desarrollo de mejor tecnología y el incremento de cultivos energéticos.

Los dos países que lideran el mercado de la electricidad a partir de la Biomasa son El Reino Unido y China. Como prueba de ello, en el Reino Unido MGT Power construye la planta Tees con capacidad de 300 MW en Teesport (Noroeste de Inglaterra) que entrará en operación en el año 2015 con un costo estimado de 500 millones de libras y que Consumirá 2.65 millones de toneladas de trozos de madera anualmente transportadas desde USA, Brasil y los países Bálticos.

3.2.2 Situación y tendencias en México

En México el 24.3% de la capacidad instalada corresponde a fuentes alternas de energía según los datos de la CFE a diciembre de 2012, lo que corresponde al 16.04% de la generación total del país. De los más de 14 GW de capacidad instalada, la hidroeléctrica aporta el 21.9% y el 2.39 % restante se encuentra distribuido entre otras tecnologías alternas como la Eólica y la Geotérmica, según datos de finales de 2012 (SENER,2013a).

De acuerdo al Programa Sectorial de Energía 2007-2012, se pretende impulsar el crecimiento de las energías renovables mediante la formación de personal calificado, la modificación de la legislación aplicable, la modificación de las atribuciones de la Comisión Reguladora de Energía y mediante esquemas de financiamiento apropiados (SENER 2007). En este sentido, se incluyó como meta en la Estrategia Nacional de Energía 2012-2026 que para el año 2024 la participación de las energías renovables alcancen un 35% a nivel nacional. Con esto se podrá cumplir lo establecido en la Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE).

Cabe mencionar que dentro de la LAERFTE se mencionan como energías renovables para la producción de electricidad a la eólica, la solar, la geotérmica y la bioenergía. A continuación se hace una descripción del estado actual y de las tendencias de estas tecnologías en el país.

HIDRÁULICA

El potencial hidroeléctrico nacional se estima en 53 GW, de los cuales 19.6 GW se pueden desarrollar en 541 sitios. El desarrollo actual es de menos de 10.5 GW en 73 centrales hidroeléctricas en operación y ocho fuera de servicio de acuerdo a datos en el portal electrónico de la CFE.

El desarrollo en esta área estuvo detenido durante un largo período de tiempo, prueba de ello es que la mayoría de las centrales en operación tienen muchos años de antigüedad. Otro punto importante es que debido a los problemas sociales que involucran los grandes proyectos como lo es el desplazamiento de poblaciones y la pérdida de tierras de cultivo se ha mostrado interés en desarrollar proyectos mini y microhidráulicos.

Sin embargo, un punto importante a considerar es que algunas centrales han presentado en los últimos años carencia de agua, situación de la que no ha escapado centrales como El Caracol, Zimapán, Aguamilpa y en el caso más reciente El Cajón.

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) ha identificado 512 grandes proyectos que en conjunto suman una capacidad de 41,132 MW. De estos proyectos los que se mencionan para los próximos años son: Río Moctezuma de 190 MW en los límites de Hidalgo y Querétaro, las Cruces de 490 MW en Nayarit, Chicoasen II de 225 MW en Chiapas, La Parota de 900 MW en Guerrero, ampliación La Villita de 150 MW, El Pescado de 17 MW en Guerrero, Sistema Pescados de 120 MW en Veracruz, Omitlán de 234 MW, Xúchiles con 54 MW, Tenosique con 420 MW, Alcalá de 135 MW y Paso de la Reina de 540 MW en Oaxaca (SENER, 2012a).

La central Ing. Alfredo Elías Ayub (*La Yesca*) inaugurada el 06 de noviembre de 2012 es la de más reciente entrada en operación; se ubica en el río Santiago, en los límites del estado de Jalisco y Nayarit, su capacidad es de 750 MW y tuvo un costo de aproximadamente 800 millones de dólares (CFE, 2007, 2012b). La anterior Central construida es *El Cajón* cuya capacidad es de 750 MW y cuyo costo fue de 7,500 millones de pesos (CFE, 2005). Ambas construcciones forman parte del Sistema Hidrológico Santiago cuya desarrollo comprende 27 proyectos con una capacidad total estimada en 4,300 MW.

Microhidráulica y Minihidráulica

La minihidráulica presenta menos problemas en cuanto a costos de inversión y conflictos de tipo social para su implementación. México tiene un gran potencial en esta área, como se puede notar en el documento denominado “Estudio de la Situación de la Minihidráulica Nacional y Potencial en una Región de los Estados de Veracruz y Puebla” (CONAE 1995). Así, el potencial estimado para centrales con capacidades menores a 10 MW es de 3,250 MW. En este sentido, la SENER estima el potencial de la pequeña, mini y microhidráulica en 2,800 MW (SENER, 2012b).

A finales de 2012 la CFE operaba 23 centrales minihidráulicas y una micro hidráulica en con una capacidad total de 33.01 MW, aunque la capacidad instalada es mayor pues existen unas centrales que están fuera de operación por causas como: Equipo obsoleto o por altos costos de operación, falta de agua y vandalismo.

La comisión reguladora de energía registró a finales de 2011 27 permisos para generar electricidad mediante plantas hidráulicas con una capacidad total de 305 MW.

GEOTERMIA

En México la primera planta geotérmica se instaló en un lugar conocido como Pathé, en el municipio de Tecozautla, en el estado de Hidalgo. La capacidad de esta planta piloto fue de 3.5 MWe y comenzó a operar el 20 de noviembre de 1959. En Pathé se perforaron 17 pozos, sin embargo nunca fue posible obtener suficiente vapor para generar más de 600 kW. Esta

planta fue abandonada en 1973, cediendo sus instalaciones para funcionar actualmente como un balneario conocido como “El Geiser”.

Actualmente hay cinco campos geotérmicos identificados en México, con una capacidad total instalada en cuatro de ellos de 958 MW, como se muestra en la Tabla 3.10. La lista completa de plantas operativas, en construcción y en proyecto de presentan en el anexo VI donde se aprecia que al concluir los proyectos se tendrá una capacidad de 1,537 MW

Un proyecto geotérmico poco mencionado es el que se desarrolló en el municipio de Maguarichic, estado de Chihuahua, conocido como Piedras de Lumbre, donde operó una pequeña planta de 300 kW entre los años 2001 y 2007.

Tabla 3.10 Centrales Geotermoeléctricas en México

LOCALIZACIÓN	PLANTA	CAPACIDAD INSTALADA (MW)/ UNIDADES	INICIO DE OPERACIONES	EMPRESA RELACIONADAS
PLANTAS OPERATIVAS				
Mexicali, Baja California	Cerro Prieto I	180 / 5	Abril de 1973, 1979 y 1989	Mitsubishi
	Cerro Prieto II	220 / 2	1985	Mitsubishi
	Cerro Prieto III	220 / 2	1987	Mitsubishi
	Cerro Prieto IV	100 / 4	2000	Mitsubishi
Ciudad Hidalgo, Michoacán	Los Azufres I	88 / 10	1982	Mitsubishi / Toshiba / GE / Ansaldo / Ormat
	Los Azufres II	100 / 4	Julio de 2006	Alsthom
Humeros, Puebla	Los Humeros	40 / 1	mayo 1990	---
Mulegé, Baja California Sur	Tres Vírgenes	10 / 2	2001	Alsthom
TOTAL INSTALADO		958 MW	---	---

Fuente: Adaptado de Quintero *et al*, 2005 con datos de SENER, 2012a

Las manifestaciones geotérmicas en México se han identificado en 2,332 sitios, distribuidos en 27 de los 32 estados, por lo que se ha llegado a estimar que el potencial geotérmico de México en sistemas hidrotermales de alta entalpía (temperaturas mayores a 200° C) permitiría generar alrededor de 2,000 MW (Iglesias *et al*, 2005) y 2,440 (Quintero *et al*, 2005), esto es poco más del doble de la generación actual.

Sin embargo, en un estudio publicado por la SENER en 2012, se menciona que es posible desarrollar 2,200 MW antes del año 2020, instalando plantas en el centro del país principalmente (SENER, 2012c). La estimación se realiza considerando que el recurso puede mantener operativa una planta por un período de 30 años, por lo que el límite de la geotermia en México considerando todas las tecnologías de explotación para la generación de energía eléctrica se ha establecido entre 2,000 y 2,200 MW aproximadamente.

SOLAR

La energía solar aun no se ha desarrollado en México como sucede en otros países. Sin embargo han existido diferentes proyectos que han tratado de impulsar este sector desde mediados de los setentas. Algunos de los avances tecnológicos en México están enfocados principalmente en el campo de los sistemas fotovoltaicos y son los siguientes:

1. Celdas solares de homo-unión en silicio cristalino y poli-cristalino (CINVESTAV-IPN).
2. Celdas solares en materiales de película delgada basadas en silicio amorfo, y en heterouniones de CdTe y CuInS₂ en contacto con CdS (CINVESTAV-IPN, CIE de la UNAM, y ESFM del IPN).
3. Desarrollo de pequeños sistemas fotovoltaicos autónomos (CINVESTAV-IPN, CIE de la UNAM, IIE de la CFE, y diversas empresas privadas).
4. Desarrollo de sistemas híbridos eólico-fotovoltaico y diésel-fotovoltaico (IIE de la CFE, y diversas empresas privadas).
5. Concentradores factibles de usarse en sistemas fotovoltaicos con concentración y seguimiento solar (CIE de la UNAM, UAEM).
6. Evaluación, monitoreo y certificación de sistemas fotovoltaicos en condiciones reales de operación (IIE de la CFE y diversas empresas privadas).

En la Tabla 3.13 se puede observar que han existido proyectos de tipo híbrido que reúnen a las energías solar y eólica. Los proyectos relacionados con la energía solar actuales están enfocados en sistemas pequeños como calentadores solares y sistemas fotovoltaicos para proveer de energía a hoteles, centros deportivos, casas habitación, hospitales e industrias. Un ejemplo de esto es la meta que se estableciera en “Programa para la Promoción de Calentadores Solares de Agua en México 2007-2012” (PROCALSOL) y que consiste en lograr un crecimiento de más de 600,000 m² de calentadores solares, a fin de contar con 1,800,000 m² de calentadores solares de agua instalados para el año 2012, distribuidos en los sectores de la construcción, residencial y agronegocios.

La investigación sobre energía solar actualmente se lleva a cabo en instituciones como el CIE de la UNAM, donde se trabaja con sistemas de concentración y seguimiento solar en plantas piloto así como en los materiales apropiados. Los proyectos de investigación más relevantes son COSPA-90, DEFRAC, DICEF y DICEF 2.

El Departamento de Ingeniería Eléctrica del CINVESTAV, donde inicio operaciones en 1982 la Planta Piloto de Celdas solares con capacidad de 2,400 W/año y que permitió dotar con sistemas fotovoltaicos integrales a telesecundarias, albergues infantiles del Instituto Nacional Indigenista-SEP, telefonía rural, estaciones meteorológicas, sistemas de bombeo de agua, y para apoyo docente en escuelas y universidades, entre otros aun continua sus investigaciones. Las líneas de trabajo más recientes están encaminadas a nuevos dispositivos electrónicos y se desarrollan proyectos sobre Nanotecnología y Materiales Avanzados.

En el Instituto de Investigaciones Eléctricas se está trabajando en Celdas de Combustible e Hidrógeno, Energía Solar Fotovoltaica y Sistemas Termosolares a Concentración. La Universidad Autónoma de México en su unidad Iztapalapa Trabaja en su Laboratorio de Energía Solar que se compone de 286 módulos fotovoltaicos con una potencia total de 60.06 kW. El Laboratorio Nacional de Sistemas de Concentración Solar y Química, impulsado por la Universidad Nacional Autónoma de México junto con la Universidad de Sonora y cinco instituciones más. El proyecto incluye tres subproyectos que son: un horno solar de alto flujo radiativo (HSAFR), una planta solar para el tratamiento fotocatalítico de aguas residuales (PFTAR) y un Campo de Pruebas para Helióstatos (CPH). Este Campo de Pruebas se ubicará en los terrenos del Campo Experimental del Departamento de Agricultura, a 21 kilómetros de Hermosillo sobre la carretera rumbo a Bahía de Kino.

En lo que se refiere a proyectos con alcance comercial, pueden citarse proyectos como el fotovoltaico impulsado desde 2006, cuyo contrato se publicó en el DOF⁷ el 27 de junio de 2007, ha llevado a la construcción de casas solares interconectadas a la red eléctrica en Mexicali, Baja California. El proyecto ubicado en El vecindario Fotovoltaico de Valle de las misiones se compone de 220 viviendas con un panel de posición fija de 1,020 W cada una. Este proyecto es el primero de tipo comercial que se interconecta a la red de distribución eléctrica y que emplea medidores bidireccionales. Existe también un proyecto gubernamental en desarrollo que pretende proveer de energía solar fotovoltaica a unas 350 casas en el estado de Chiapas. La capacidad prevista es de 1 kW por casa. Actualmente, la capacidad fotovoltaica instalada se estima en alrededor de 22 MW en áreas como Electrificación rural, comunicaciones, bombeo de agua, refrigeración y conexión a la red, con un mercado en el año 2008 de alrededor de 1 MW (Agredano, 2009) y, según la ANES, en el año 2010 de 2 MW aproximadamente (ANES, 2010).

En el sector privado pueden mencionarse las instalaciones fotovoltaicas realizadas por la transnacional Walmart en Aguascalientes y La Paz. En el primer caso se trata de 1,056 paneles con una capacidad total de 174 kW instalados en la Bodega Aurrerá Convención, con una superficie total de 2,173 metros cuadrados. En el segundo caso se instalaron 1,215 paneles con una capacidad total de 200 kW en 3,742 metros cuadrados en el SAM's club Cola de Ballena. La empresa Desmex que estuvo a cargo de la construcción de estas instalaciones menciona tener instalados alrededor de 1,162 MW en todo el país.

Otro proyecto en construcción es la granja solar fotovoltaica, por parte de Baja Sun Energy, una empresa constituida en sociedad entre Arima Eco Group (Taiwán), Silicon Border (Estados Unidos-México) y Grupo Maíz (México). La granja se localizará en Silicon Border, en Mexicali, Baja California; se espera una capacidad de 100 MW y tendrá el objetivo de exportar a Estados Unidos pues el sitio se encuentra cerca de líneas de transmisión de la red nacional

⁷ DOF: Diario Oficial de la Federación.

que están interconectadas a los Estados Unidos. En otra etapa se planea construir una granja de igual tamaño cuyo costo de generación se estima en USD\$0.07/kWh.

La compañía Sol Focus Inc. Tiene planes para construir una planta en el municipio de Tecate, Baja California. La tecnología a emplear será la fotovoltaica con concentración. La planta de energía será construida en fases, cada una capaz de generar 50 MW de electricidad, estando la primera de ellas en operación a finales de 2013. Una vez que sea concluida, toda la planta tendrá un costo de entre 1.5 mil millones y 2 mil millones de dólares y producirá hasta 450 MW. En contraste, todos los sistemas solares instalados por todo México pudieron generar apenas 28 MW de electricidad en el 2010, de acuerdo con un reporte sobre energía global dado a conocer el año pasado por el coloso petrolero BP.

La empresa Solartec construyó el Parque privado Enercity-Alfa de 1.4 MW ocupa una superficie de dos hectáreas en el Parque Industrial Apolo en Irapuato, Estado de Guanajuato. El parque, que entró en funcionamiento en 2013, cuenta con 5,824 paneles solares y el costo total es de 100 millones de pesos. La energía generada esta destinada a cubrir la demanda de empresas del sector de autopartes.

La central fotovoltaica “Santa Rosalía” es la primera desarrollada para el servicio público por la CFE, bajo el esquema de Obra Pública Financiada y se localiza a 25 km al sur noroeste de la comunidad de Santa Rosalía, en la parte norte de Baja California Sur. Entró en operación en abril de 2012 y cuenta con 4,172 módulos para un área de captación de 6,913 m². Se tiene previsto ampliar esta central hasta los 10 MW en el futuro. La vida útil estimada es de 20 años y representó una inversión de 78.9 millones de pesos.

La empresa Iberdrola Ingeniería y Construcción México construyó un parque solar en Cerro Prieto, Baja California, para la CFE con una capacidad de 5 MW. En la licitación en la que participaron 18 empresas sólo tres cumplieron los requisitos establecidos: ICA Fluor Daniel, Acciona Energía e Iberdrola, resultando ganadora esta última. Estas instalaciones ubicadas dentro del complejo geotérmico Cerro Prieto entraron en servicio en diciembre de 2012 y tuvieron un costo de 259.5 millones de pesos aproximadamente.

Actualmente operan en el país cinco compañías que producen módulos fotovoltaicos, Jabil (45 MW), Kyocera (150 MW), Sanyo (75 MW), Siliken (6 MW) y Solartec. Estas empresas en conjunto tienen una capacidad de producción anual de 276 MW, cantidad que hacen de México el principal proveedor en América Latina.

A finales de 2011 se tenía una capacidad fotovoltaica instalada de 32 MW, con un factor de planta estimado de 20.7%, y se espera que en próximos años se alcanzará un valor cercano a los 400 MW considerando los proyectos existentes.

Uno de los proyectos más recientes considera la tecnología térmica solar, mediante un campo de concentradores parabólicos. El proyecto se denomina Agua Prieta II y es una planta híbrida de ciclo combinado-solar (ISCC de su nombre en inglés Integrated Solar Combined Cycle).

Será una planta con capacidad de 549 MW de ciclo combinado y 14 MW de campo solar. La licitación de esta planta se canceló en dos ocasiones, en las que se mencionaba que el campo solar sería de 30 MW de capacidad (CFE). Este proyecto forma parte de un programa impulsado por el Fondo Mundial para el medio Ambiente (FNAM), que depende del Banco Mundial, para instalar plantas híbridas en México, Marruecos, Egipto e India. El proyecto contempla la donación de 49.35 millones de dólares a través del FNAM para demostrar el funcionamiento de una tecnología que emite baja cantidad de gases de efecto invernadero.

Existen además dos proyectos fotovoltaicos en construcción, uno en Jalisco de 29,8 MW y otro en Aguascalientes de 3.8 MW. Es interesante notar que no todos estos proyectos mencionados aparecen como autorizados por la CRE, como puede notarse en la tabla del Anexo III. A finales de 2011 la CFE había atendido solicitudes de inversionistas privados para analizar proyectos de generación con tecnología solar por 642 MW. No obstante, la CFE sólo reporta en su portal a inicios de 2013 la planta Tres Vírgenes, en Puebla, con tecnología fotovoltaica y capacidad de 1 MW. Así como planes para la construcción de tres plantas, como se ve en la Tabla 3.11 (CFE, 2012c).

Tabla 3.11 Centrales planeadas por CFE para aprovechamiento de energía solar

ESTADO	PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	GENERACIÓN (GWh/año)
Baja California	Termosolar - geotérmico Cerro Prieto	50*	52.56
Baja California	Termosolar	50	100.70
Baja California	Fotovoltaico Mexicali	50	87.60

Fuente: CFE, 2012c

* No se indica que porcentaje de esta capacidad será termosolar

Tabla 3.12 Escenarios posibles de desarrollo de Tecnología Termosolar en México

ESCENARIO	DESCRIPCIÓN	POTENCIA MEDIA (MW)	
		NORTE	NOROESTE
Bajo	Plantas de plato parabólico para sustituir máquinas de combustión interna	0	417
Medio	Plantas de receptor central y de canal parabólico para cubrir capacidad adicional y retiros de plantas convencionales de CFE	816	837
Alto	Plantas de receptor central, de canal parabólico y platos parabólicos para cubrir el 30% de la capacidad no comprometida en plantas de CFE	1,413	1,431

Fuente: SENER, 2012f

La CFE considera que los estados que pueden albergar plantas termosolares son Sonora, Chihuahua y Baja California pues cuentan con grandes extensiones de terreno y alta radiación solar. En este sentido, la Secretaría de Energía (SENER, 2012f) menciona la posibilidad de desarrollar plantas termosolares en los próximos cinco años bajo tres escenarios posibles, como se muestra en la Tabla 3.12.

EÓLICA

La energía eólica se ha estudiado en México desde hace varios años, destacando la estación eolieléctrica experimental “el Gavillero” ubicada en Huichapan Hidalgo y que la CFE cediera al Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) en febrero de 1977. Esta estación estuvo en operación por el IIE desde 1977 hasta 1996, periodo en el que se probaron aerogeneradores de hasta 10 kW como el llamado Albatros. En esta línea, se han instalado pequeñas centrales eólicas, algunas de las cuales son híbridas al mezclarse con tecnología fotovoltaica y con generadores diésel (Tabla 3.13). Algunos de estos proyectos como San Juanico y Alcatraz, instaladas recientemente, proveen de electricidad a comunidades que no pueden acceder a las líneas de distribución de la CFE.

Tabla 3.13 Pequeños proyectos desarrollados en México que incluyen generación eólica

No	PROYECTO (CAPACIDAD NOMINAL)	INSTITUCIÓN EJECUTORA	LUGAR Y FECHA DE INSTALACIÓN O EJECUCIÓN	CAPACIDAD EÓLICA	CAPACIDAD FOTOVOLTAICA	CAPACIDAD DIÉSEL
1	Guerrero Negro BCS (250.0 kW)	Exportadora de Sal SA de CV y Mitsubishi	Guerrero Negro BCS, 1985	250.0 kW	.0 kW	.0 kW
2	Aerogenerador Fénix (1.5 kW)	IIE	El Gavillero, Huichapan Hgo. de 1987 a 1995	1.5 kW	.0 kW	.0 kW
3	Aerogeneradores Ehecatl de pequeña potencia (1.0 kW)	Ehecatl Mexicana S.A. de C.V. y FIUAEM	Toluca, Estado de México, enero de 1991	1.0 kW	.0 kW	.0 kW
4	Sta. Ma. Magdalena (27.7 kW)	Westinghouse IPC	Actopan, Hidalgo, 1991	5.0 kW	4.3 kW	18.4 kW
5	X-Calak (196.2 kW)	Gobierno del Estado de Q. Roo, ConduMex	X-Calak, Othón P. Blanco, Quintana Roo. 1992	60.0 kW	11.2 kW	125.0 kW
6	El Junco (11.6 kW)	Entec. S.A. de C.V.	Mazapil, Zacatecas, 1992	10.0 kW	1.6 kW	
7	La Gruñidora (11.2 kW)	Entec, S.A. de C.V.	Mazapil, Zacatecas, 1992	10.0 kW	1.2 kW	.0 kW
8	Ignacio Allende y El Calabazal (10.8 kW)	Entec, S.A. de C.V.	Mazapil, Zacatecas	10.0 kW	.8 kW	.0 kW
9	San Antonio Agua Bendita (72.4 kW)	Westinhouse e IPC para Luz y Fuerza del Centro	Tenancingo, Mex, 1993	20.0 kW	12.4 kW	40.0 kW
10	La Venta I (1575 kW)	CFE	La Venta Oaxaca, 1994	1,575.0 kW	.0 kW	.0 kW
11	Puerto Alcatraz (77.3 kW)	CFE	Isla Santa Margarita, Baja California Sur, 1997	15.0 kW	2.3 kW	60.0 kW
12	Guerrero Negro BCS (600 kW)	CFE	Guerrero Negro, municipio de Mulegé, BCS, 1998	600.0 kW	.0 kW	.0 kW
13	San Juanico (167 kW)	CFE	San Juanico, municipio de Comondú, BCS, 1999	70.0 kW	17.0 kW	80.0 kW

Fuente: CONUEE

Actualmente existen tres parques eólicos en México operados por la CFE. El primero se ubica en Guerrero Negro en Mulegé, Baja California Sur con una unidad con capacidad de 0.6 MW, y que opera desde el año 1998. El segundo es el parque de La Venta ubicado en Juchitán de Zaragoza, que con 7 unidades en la Venta I y 98 unidades en la Venta II tiene una capacidad de 85 MW. El tercer parque es el Yuumil'iik en Baja California Sur con una capacidad de 1.5 MW.

Como resultado de la temporada abierta, a finales de 2012 la CRE había otorgado más de 30 permisos para generación de electricidad mediante energía eólica por una capacidad mayor a 3,700 MW, la mayoría en el Istmo de Tehuantepec. Los proyectos que se habían concluido a finales de 2012 totalizan una capacidad instalada mayor a los 1,300 MW como se muestra en la Figura 3.6.

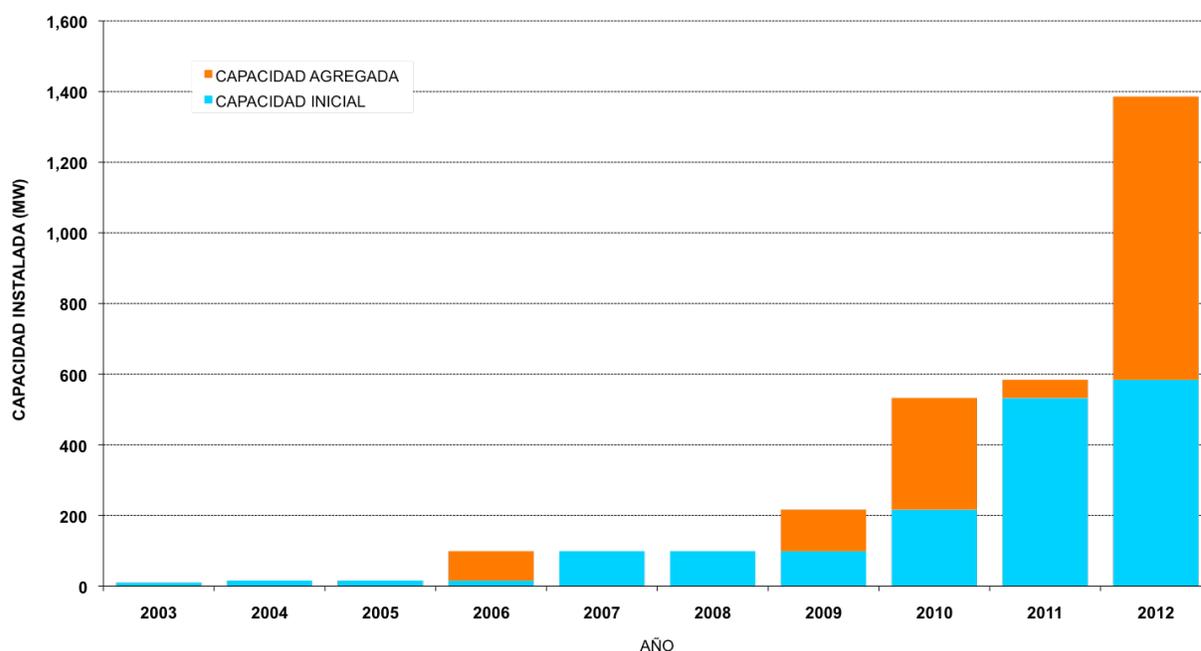


Figura 3.6 Evolución de la capacidad eólica instalada en México al año 2012

Fuente: AMDEE y datos de la CRE

Como resultado de la temporada abierta, la capacidad que ha sido reservada por los participantes privados a inicios de 2013 es mayor a los 4,000 MW, de acuerdo a datos de la CRE, como puede observarse en el Anexo I.

BIOMASA

Uno de los biocombustibles que más se han mencionado a nivel mundial es el etanol. Sin embargo, en México no existen planes bien definidos para su producción en grandes cantidades. Situación que cambiaría si PEMEX impulsara fuertemente el uso de etanol en los combustibles que produce en lugar del MTBE (Metil TertButil Eter), de acuerdo a lo que se indica en la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos. Sin embargo, PEMEX no contempla en sus proyectos la reconversión de sus plantas de MTBE, además de que la

producción de la caña de azúcar como fuente de etanol no está asegurada (Castro G, 2007). Además, la preproducción actual de etanol está destinada en su totalidad a satisfacer la demanda de bebidas alcohólicas y a la industria química (SENER, 2012f)

El potencial en biomasa se concentra actualmente en industrias productoras de residuos como el bagazo que producen los ingenios o la industria papelera y de celulosa, así como biogás obtenido de residuos urbanos. Los cultivos energéticos y los residuos industriales son un recursos poco explorados en México.

El primer proyecto para la generación de energía eléctrica a partir del Biogás, en México y Latinoamérica, se puso en marcha en el año 2003, en Salinas Victoria, Nuevo León. Esta planta, llamada BENLESA, trabaja con biogás generado por la fermentación anaerobia de residuos sólidos orgánicos municipales y tiene una capacidad instalada de 12.7 MW con un permiso de generación de 58.2 GW año.

Existe un proyecto similar en Guadalajara, con una planta que producirá 4 o 5 MW de electricidad dentro del vertedero de basura Coyula Mazatlán, en Tonalá, en un área de 42 ha.

A inicios de 2012, Promexico estimó una capacidad instalada de 548 MW, y de 93 MW en construcción, en áreas como Autoabastecimiento de electricidad en granjas pecuarias y alumbrado público municipal. Estos datos pueden no corresponder con las cifras que se dan en los documentos sobre planeación energética debido a que existe una cantidad considerable de plantas que utilizan combustibles provenientes de la biomasa y petrolíferos con una capacidad de 387 MW a finales de 2012. Un ejemplo de estas plantas es la Compañía cervecera en Zacatecas que opera una planta de 50 MW, cuyo combustible es gas natural y Biogás desde 2011. Un listado de las plantas autorizadas por la CRE que sólo emplean combustible proveniente de la biomasa puede verse en el Anexo II

La prospectiva de Energías renovables indica que sólo el aprovechamiento del bagazo de caña representa una capacidad potencial de 979 MW para el año 2025 (SENER, 2012f).

Se considera que el desarrollo de 1,000 MW al año 2020 en plantas que aprovechen la biomasa generaría en México empleos que reducirían el fenómeno migratorio que actualmente se da en zonas agrícolas al generar 31,000 empleos (SENER, 2012e).

Como puede apreciarse, las tecnologías basadas en recursos renovables cubren un porcentaje aún pequeño, y su ritmo de crecimiento hace pensar que en proporción al resto de las tecnologías convencionales el porcentaje de participación se mantendrá en un valor muy parecido al que tiene en el presente. Además, de acuerdo con el marco jurídico actual, la prestación del servicio público de energía eléctrica deberá aprovechar tanto en el corto, como en el largo plazo la producción de energía eléctrica que resulte de menor costo para la Comisión Federal de Electricidad y que ofrezca, además, óptima estabilidad, calidad y seguridad del servicio público (SENER 2008a). En este sentido, las energías renovables en

México tienen un reto muy grande, buscando abaratar los costos y la optimización de las tecnologías para poder entrar con posibilidades de crecimiento en el mercado nacional.

3.3 PERSPECTIVAS DE DESARROLLO DE ENERGÍAS RENOVABLES EN MÉXICO

El Gobierno mexicano ha impulsado un conjunto de políticas de promoción para el uso sustentable de la energía en general, y de las energías renovables en particular. El interés en los recursos renovables ha crecido como consecuencia de las políticas internacionales y de los acuerdos que México ha suscrito en esta materia. En este sentido, México se adhirió en 1993 a la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático y ratificó el Protocolo de Kyoto en el año 2000.

Como parte de la política e intereses nacionales, México ha participado activamente en los foros internacionales sobre desarrollo sustentable, aprovechamiento eficiente de la energía, el uso de combustibles más limpios, y el desarrollo de fuentes alternas de energía. Así, en la Cumbre Mundial del Desarrollo Sustentable en Johannesburgo, Sudáfrica, México apoyo la Iniciativa Latinoamericana y Caribeña para el Desarrollo Sostenible. En esta iniciativa se fijó la meta de implementar el uso en la región, de al menos un 10% de energía renovable del porcentaje total energético para el año 2010. Así, en enero de 2004 se creó el Comité Mexicano para Proyectos de Reducción de Emisiones y de Captura de Gases de Efecto Invernadero. Este comité es la autoridad nacional designada para la gestión de proyectos dentro del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). El desarrollo de estos Proyectos permitirá reducir la emisión de gases de efecto invernadero mientras se atraen recursos adicionales para la promoción de energías renovables y eficiencia energética, provenientes del comercio internacional de bonos de carbono.

Además, si a esto se le suma la abundancia de recursos renovables y alternos con los que cuenta el país en materia de agua, sol, viento y biomasa y que son relativamente poco aprovechados, se concluye que México cuenta con un potencial muy alto que debe ser aprovechado. Ante esta situación, existe la necesidad de garantizar las condiciones de mercado favorables, así como un marco legal y regulatorio adecuados.

Sin embargo, un punto interesante a considerar, es que dentro de los proyectos considerados para su pronto desarrollo, se incluyen muy pocos relacionados a la energía solar. Lo anterior puede notarse en la Estrategia Nacional de Energía 2013-2027 (SENER, 2013b) y en la *Prospectiva del Sector Eléctrico 2012-2026 (SENER, 2012a)*. En estos documentos se puede notar que se da prioridad a proyectos de hidráulica, eólicos, geotérmicos, de Ciclo combinado e incluso a los nucleares.

En lo que se refiere al desarrollo de las energías renovables en México, la SENER ha establecido tres posibles escenarios para el año 2026; uno bajo, uno medio y otro alto, con capacidades instaladas de 18,505 MW, 20,545 MW y 22,788 MW respectivamente (SENER 2012f)

3.3.1 Tecnologías para diversificar fuentes de generación eléctrica en México

El continuo crecimiento en la demanda de energía eléctrica exige un incremento de la capacidad instalada. Debido a la preocupación mundial por el calentamiento global, la CFE ha manifestado su deseo de reducir sus emisiones mediante la implantación del “Plan Estratégico Institucional de Desarrollo Sustentable”. Este documento, publicado en mayo del 2005 contempla el desarrollo de fuentes renovables como la energía eólica, hidráulica, geotérmica y solar con el objetivo de lograr un desarrollo en armonía con la naturaleza. Sin embargo, en el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) los proyectos dominantes siguen siendo a base de combustibles fósiles, principalmente de Ciclo Combinado. A continuación se presentan las principales tecnologías de generación que se han considerado en el POISE 2010-2024 para el incremento de capacidad de generación, con una breve explicación de las razones que las han llevado a ser consideradas. Cabe mencionar que esta tendencia se mantiene en el POISE 2012-2026.

Centrales carboeléctricas. Este tipo de centrales se mantiene como una opción para el incremento de capacidad debido a que:

- a) Constituyen una tecnología madura
- b) El carbón es el energético primario con más reservas a nivel mundial
- c) El precio del carbón ha sido menos volátil, aunque en años recientes se ha incrementado

Si bien estas razones son válidas, aún habrá que confirmar que las reservas nacionales de carbón garantizan el suministro requerido o establecer programas de importación. Además, es importante mencionar que hay una gran presión mundial para reducir las emisiones de gas de efecto invernadero por lo que este tipo de centrales deberán emplear en el futuro tecnologías para la captura y secuestro de CO₂. Las inversiones en estas centrales son más altas que para las de ciclo combinado y requieren instalaciones adicionales para la recepción y manejo del carbón, así como la construcción o adecuación de puertos e infraestructura para el transporte de este energético en el territorio nacional.

Centrales nucleoeeléctricas. El incremento importante en la seguridad de su operación en los años recientes, los costos nivelados de generación que serán competitivos con ciclos combinados si el precio del gas está en el orden de 12 dólares/ MMBtu, y su capacidad de reducir la emisión de gases de efecto invernadero hacen lo que su utilización se prevea en el largo plazo.

Centrales hidroeléctricas. El desarrollo de este tipo de centrales está impulsada por:

- a) Flexibilidad de operación, ya sea en horas de demanda máxima o con producción continua
- b) Es una fuente de energía renovable que ayuda a reducir emisiones de CO₂
- c) su construcción tiene el mayor componente de integración nacional, y

d) las obras civiles y las presas generalmente pueden destinarse a otros usos como riego, control de avenidas en ríos, agua potable, turismo y navegación, entre otros.

Los costos de inversión de una central hidroeléctrica es mayor a los de tecnologías a base de combustibles fósiles y en algunos casos la inundación de grandes extensiones de tierra genera problemas sociales y ambientales. Además, en la mayoría de los casos los factores de planta son bajos e involucran una alta incertidumbre en la disponibilidad del recurso hidrológico.

Ciclos combinados con gasificación integrada. Esta tecnología es atractiva por la posibilidad de aprovechar diversos combustibles como carbón, biomasa y residuos de refinación que mediante su gasificación pueden ser utilizados en las turbinas a gas de un ciclo combinado. Si bien es cierto que con este proceso se reduce la combustión de energéticos primarios de baja calidad, el problema de las emisiones de CO₂ continua con esta tecnología por lo que se requieren dispositivos para su captura y secuestro.

Como puede apreciarse, sólo se consideran cuatro tecnologías base para impulsar el mayor crecimiento de la capacidad instalada, de las que sólo la nucleoelectrica y la hidroeléctrica ayudan a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. El crecimiento de las centrales que emplean Ciclo Combinado mantiene su tendencia creciente en México, como puede observarse en la Figura 3.7, que muestra cuatro diferentes escenarios planteados por la CFE en el año 2010 para el crecimiento del sector eléctrico en los próximos años.

La descripción de estos escenarios en los que sólo el cuatro alcanza la meta de 65% de participación de combustibles fósiles para 2024 es como sigue:

Escenario 1: Proyectos del POISE fijos hasta el 2018 y expansión libre a partir del 2019. No incluye plantas nucleares ni centrales eólicas. Se adicionan 14 carboeléctricas de 2019 a 2028 (84.3% combustible fósil al 2028).

Escenario 2: Proyectos del POISE fijos hasta el 2018. A partir del 2019 se limita el desarrollo de carboeléctricas (4 centrales) a 15% y de ciclos combinados a gas natural a 45%. Incluye 2 plantas nucleares en 2027 y 2028 y 4,000 MW eólicos entre 2023 y 2028 (75.6% combustible fósil al 2028).

Escenario 3: Proyectos del POISE fijos hasta el 2016. Sin carboeléctricas adicionales y se limitan los ciclos combinados a 45%. Incluye 6 plantas nucleares de 2024 a 2028 y se adicionan 4,500 MW eólicos (65.3% combustible fósil al 2028).

Escenario 4: Proyectos del POISE fijos hasta 2016. Sin carboeléctricas adicionales y se limitan los ciclos combinados a 40%. Incluye 10 plantas nucleares de 2022 a 2028 y se adicionan 4,500 MW eólicos (59.2% combustible fósil al 2028).

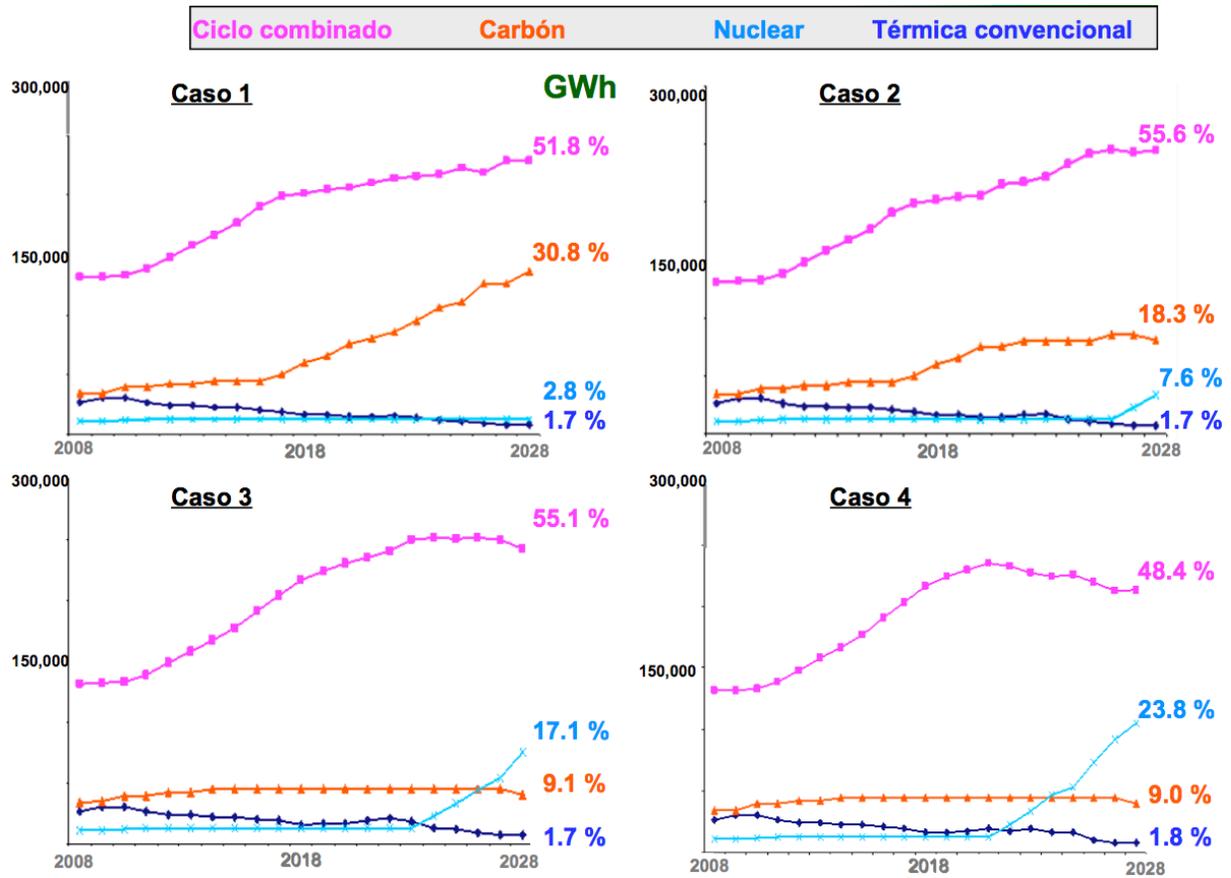


Figura 3.7 Escenarios de evolución de energía generada por tecnología en México

Fuente: CFE

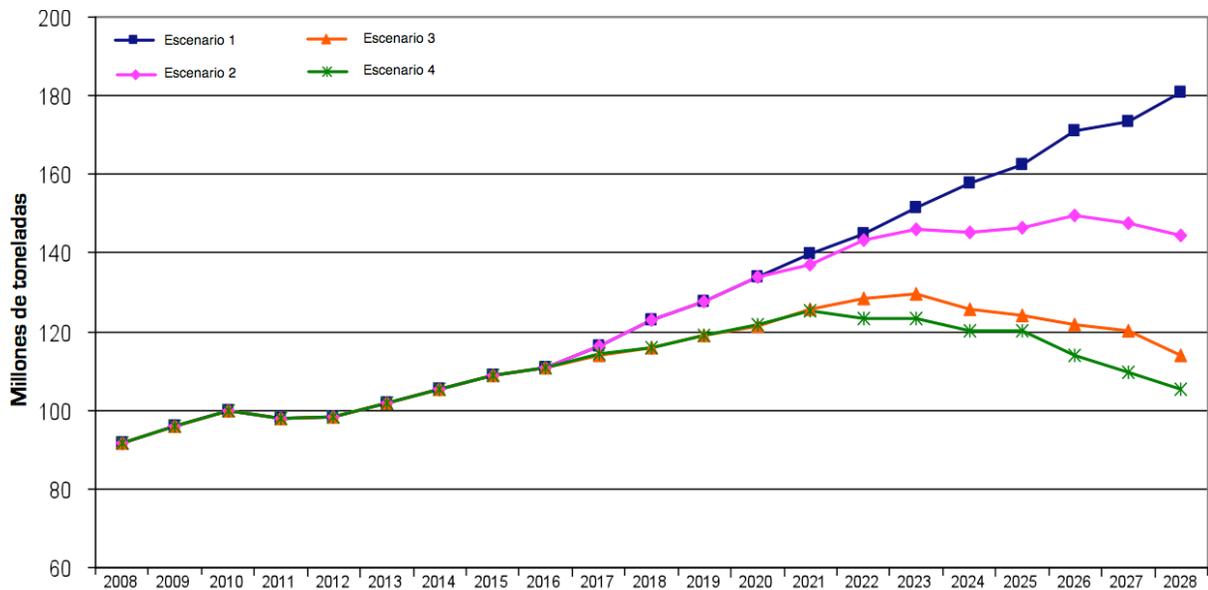


Figura 3.8 Emisiones de CO2 de acuerdo a los escenarios de crecimiento del sector eléctrico

Fuente: CFE

La Figura 3.8 muestra que el escenario 4 es el que ofrece la mayor reducción de emisiones, a partir del año 2016, seguido muy de cerca por el escenario 3. Es importante mencionar que las emisiones varían por escenario a partir del año 2016 ó 2018 debido a que los proyectos listados en el POISE se consideran como fijos hasta el año 2018. En estos escenarios puede observarse que la reducción de emisiones se da como resultado principalmente del crecimiento de la energía nuclear y en menor medida de la eólica.

En lo que se refiere a la participación de las energías con baja emisión de contaminantes para cubrir el resto de la generación de electricidad se han planteado tres escenarios de acuerdo al POISE 2012-2026, como se puede ver en la Tabla 3.14.

Tabla 3.14 Escenarios con proyectos renovables y nucleares

ESCENARIO	CICLOS COMBINADOS	EOLOELÉCTRICAS	NUCLEOELÉCTRICAS
Renovables	Se excluyen 10,698 MW equivalentes a 15 ó 16 proyectos de aproximadamente 700 MW	Se adicionan 28,411 MW, equivalentes a 284 granjas eólicas de 100 MW Se adicionan 7,857 MW de TG aeroderivadas, como respaldo para mantener el criterio de reserva del sistema	-
Nuclear	Se excluyen 10,698 MW equivalentes a 15 ó 16 proyectos de aproximadamente 700 MW		Se adicionan 10,698 MW, equivalentes a 7 u 8 centrales
Híbrido (Nucleoeléctrica y eoloeléctrica)	Se excluyen 10,698 MW equivalentes a 15 ó 16 proyectos de aproximadamente 700 MW	Se adicionan 20,900 MW, equivalentes a 209 granjas eólicas de 100 MW Se adicionan 5,792 MW de TG aeroderivadas, como respaldo para mantener el criterio de reserva del sistema	Se adicionan 2,800 MW equivalentes a 2 centrales

Fuente: CFE, 2012c

El crecimiento apoyado en las nucleoeleéctricas es un punto que merece especial atención si se considera que algunos de los conflictos que se han registrado recientemente en el ámbito mundial están relacionados con el desarrollo y manejo de combustibles nucleares, además del riesgo de un accidente nuclear. En este punto es importante mencionar que la Estrategia Nacional de Energía 2013-2027 menciona a la energía nuclear como una alternativa “viable y probada” que permitirá alcanzar la meta de generación con recursos no fósiles de 35% para el año 2024 (SENER, 2013b). Y si bien se menciona la energía eólica, no lo es en la medida que su potencial lo permite.

Un punto interesante a considerar, es que dentro de los proyectos considerados para su pronto desarrollo, se incluyen muy pocos relacionados a la energía solar y son de tipo fotovoltaico. Lo anterior puede notarse en la Estrategia Nacional de Energía 2013-2027 (SENER, 2013b) y la *Prospectiva del Sector Eléctrico 2012-2026* (SENER, 2012a). En este contexto la energía solar parece no estar en los planes de desarrollo del sector eléctrico

mexicano en el corto plazo. Aunque con un poco de optimismo se puede considerar que la capacidad a instalar cuyo método de generación no está definido según el POISE y que sólo se menciona como Nueva Generación Limpia (NGL) puede relacionarse con la energía solar o con alguna otra energía renovable en los próximos años.

3.3.2 Comparación de fuentes renovables de energía

3.3.2.1 Límite de desarrollo

Las energías renovables son la solución a los problemas de contaminación mundiales, eso es cierto. Sin embargo, antes de trabajar en el desarrollo de un proyecto siempre es necesario considerar los recursos con los que se cuenta localmente. A nivel mundial el mayor recurso es la energía solar, seguida de cerca por la energía eólica que ha registrado un gran crecimiento a nivel mundial en los años recientes.

A continuación se presenta la disponibilidad de los recursos con los que se cuenta en materia de energías renovables indicando su límite teórico de desarrollo en México así como las tecnologías con mayores posibilidades de crecimiento.

Hidráulica

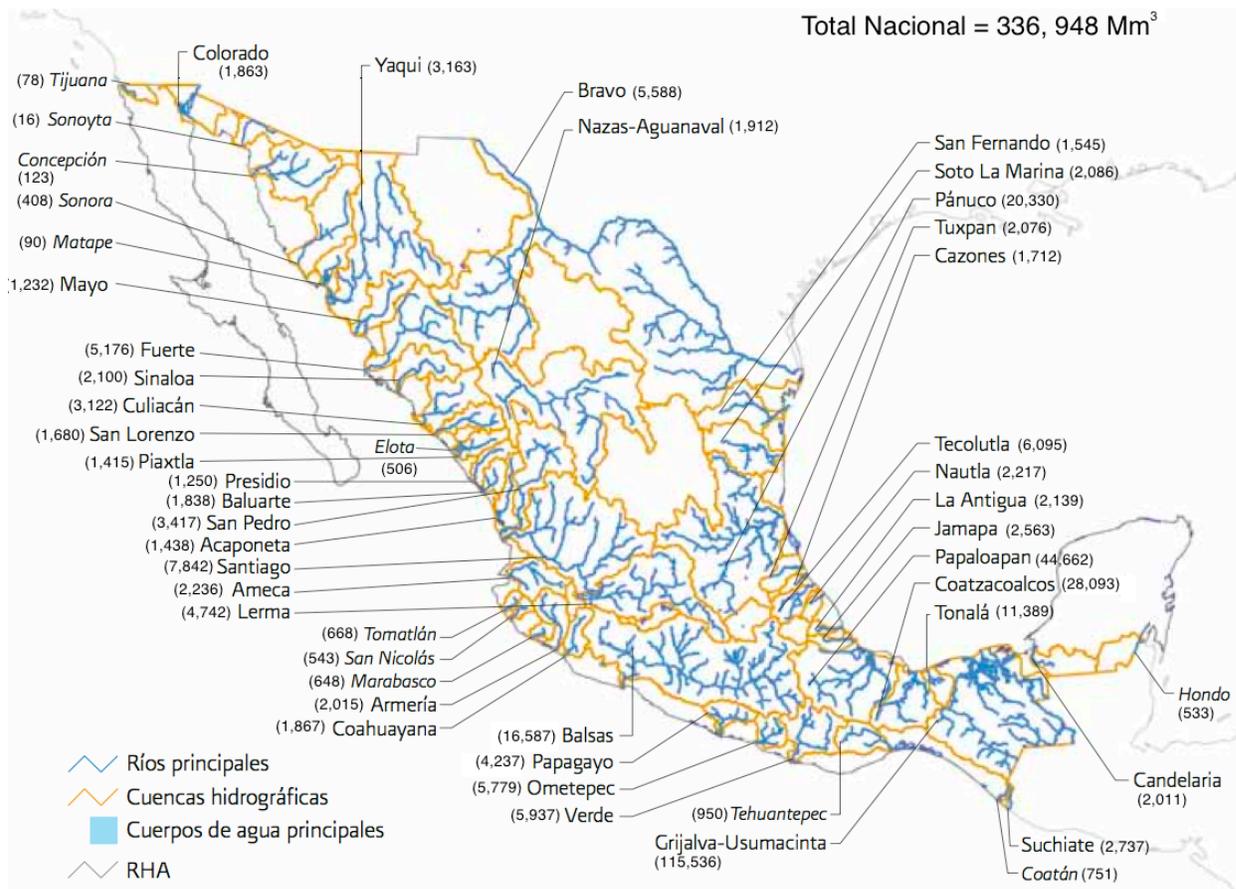


Figura 3.9 Ríos Principales y escurrimiento natural medio superficial (millones de m³/año)

Fuente: CONAGUA, 2011

El potencial hidroeléctrico nacional se estima en 53 GW, lo que significa que este sector puede crecer unas cinco veces su tamaño actual. Este valor es considerable para el consumo estimado en el país aunque habrá que considerar los diversos factores que impiden su crecimiento. El mapa de la Figura 3.9 muestra los principales ríos del país, indicando escurrimiento natural medio superficial, en los que se pueden desarrollar proyectos hidroeléctricos.

Geotérmica

Como se mencionó anteriormente, el desarrollo de la energía geotérmica en México se estima entre 2,000 a 2440 MW totales, llegando a un máximo de 4,600 MW si se consideran las reservas probables. Esta cantidad representa un desarrollo cinco veces superior al actual de 958 MW, aunque en comparación con el consumo energético estimado para los próximos años representa un porcentaje muy bajo.

En un estudio publicado por la CFE se puede ver que el potencial geotérmico probado, incluidos los campos ya en desarrollo es de 1144 MW y junto con las reservas probables y posibles dan un total de 10,644 MW distribuidos de acuerdo a la Tabla 3.15.

Tabla 3.15 Reservas probables y posibles de capacidad geotérmica en México

TIPO	PROBABLE (2P)	POSIBLE	TOTAL
Alta entalpía (>200 °C)	1643.94	5691.79	7335.73
Moderada entalpía (150-200 °C)	220.37	881.48	1101.85
Baja entalpía (90-150 °C)	212.70	849.61	1062.31
TOTAL	2077.01	7422.88	9499.89

Fuente: SENER 2012f

Sin embargo, en un estudio desarrollado por Hiriart G *et al* en 2011, se estima que en 20 nuevos sitios por desarrollar (Figura 3.10) se pueden obtener 762 MW que junto con los 186 MW estimados para los campos ya en desarrollo alcanzan un total de 948 MW con lo que sumado a lo ya existente se alcanza un valor cercano a los 2200 MW en sistemas hidrotermales para el año 2020 (SENER, 2012f). Es importante notar que hay más zonas para su posible desarrollo que no fueron comprendidas en este estudio.

También se mencionan los sistemas geotérmicos mejorados (EGS) o de roca seca caliente, cuya primera estimación es de 24,700 MW a una profundidad de 3,000 metros. De igual manera, para los sistemas hidrotermales submarinos se estima un potencial de 1,200 MW.

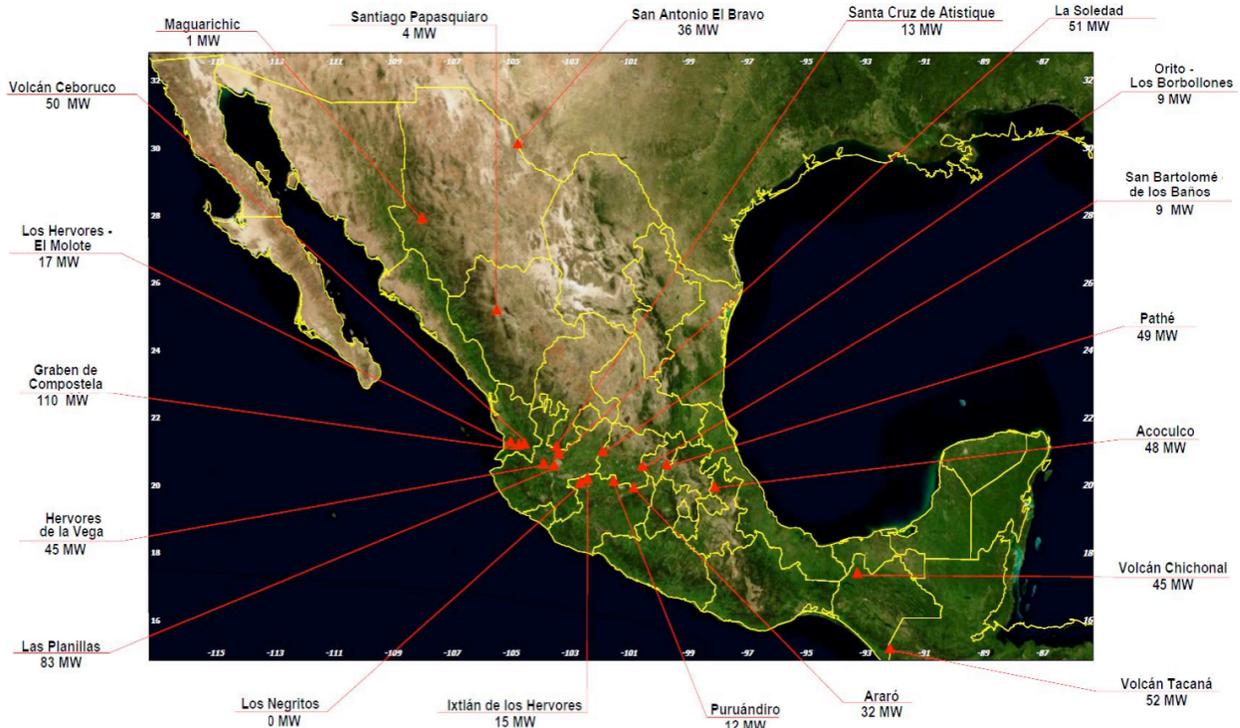


Figura 3.10 Potencial geotérmico estimado en 20 sitios de la República Mexicana

Fuente: Hiriart G *et al*, 2011

Solar

Por su localización geográfica, México cuenta con un enorme potencial en lo que a energía solar se refiere, como se puede apreciar en la Figura 3.11⁸. Este potencial ubica a México en el lugar 12 de los países que mayor irradiación solar reciben en el mundo. Si se considera que la irradiación promedio es de 5.5 kWh/m^2 se puede decir que con menos del 0.01% del territorio Mexicano de captación efectiva se podrían cubrir las necesidades energéticas actuales. Aunque si se considera la eficiencia y las instalaciones asociadas, se puede estimar un 0.08% del territorio nacional. Esta fuente puede considerarse como inagotable para cualquier horizonte de planeación. Sin embargo, a corto plazo se estima un potencial aprovechable con tecnología fotovoltaica de 6,000 MW, al año 2020 (SENER, 2012b). Además de la estimación preliminar de 1,844 MW con tecnología termosolar en los próximos cinco años (SENER, 2012f).

⁸ Otros mapas de irradiación solar directa como el de NREI dan valores de 7.5 kWh/m^2 día (2737 kWh/m^2 año).

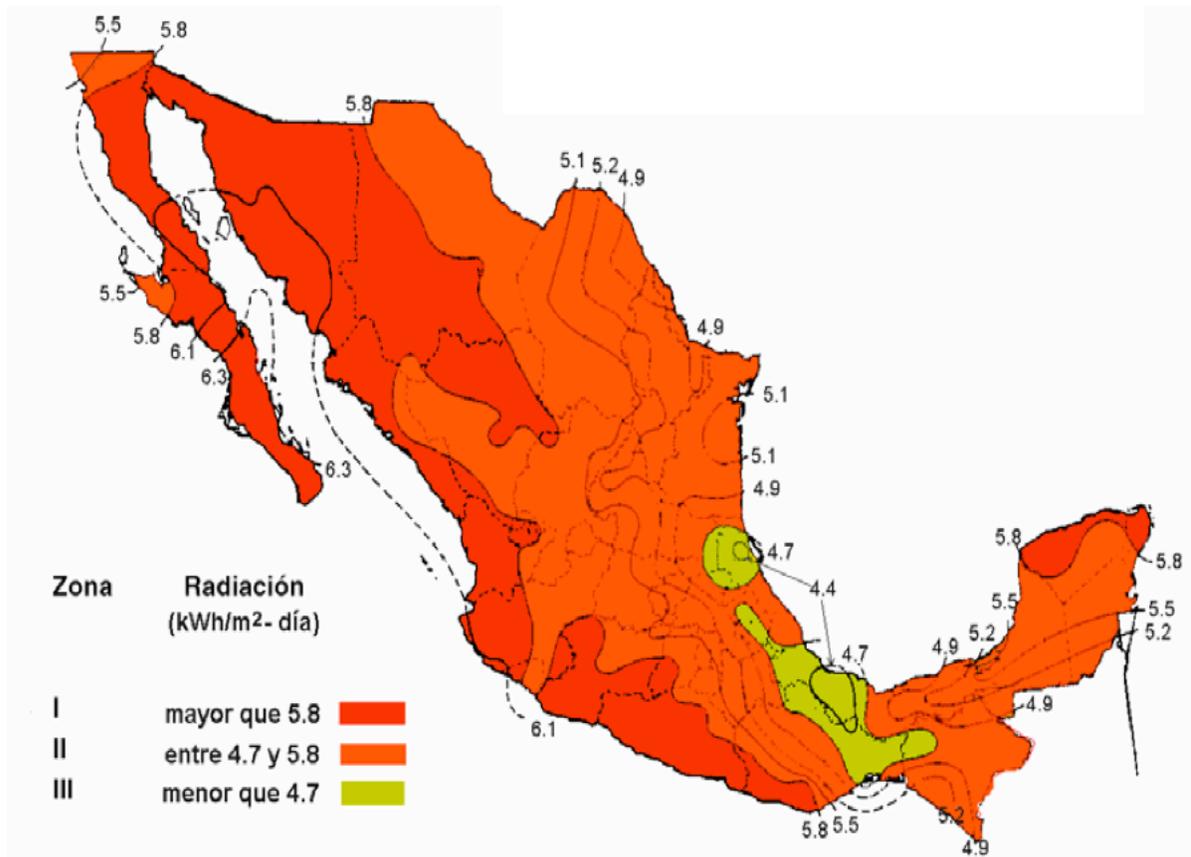


Figura 3.11 Mapa de irradiación solar en México

(Fuente: IIE)

Eólica

El conocimiento del recurso energético eólico en México ha pasado ya del nivel exploratorio y de reconocimiento a la explotación principalmente en el estado de Oaxaca. Este recurso se conoce como resultado de las mediciones puntuales o de pequeñas redes anemométricas realizadas principalmente por el IIE y algunas otras entidades o empresas, que han servido para confirmar a nivel de prefactibilidad, la existencia de vientos técnicamente aprovechables y económicamente viables en diferentes, como se muestra en la Figura 3.12.

El potencial eólico en México se estima en 33 GW sólo en el estado de Oaxaca y unos 10 GW en regiones como Zacatecas, La Rumorosa y el litoral de la península de Baja California. Estudios realizados por la CFE han determinado un potencial de 5 GW a lo largo del país que para explotar en una primera etapa. Un estudio reciente elaborado por la AMDEE estima el recurso en 50 GW (SENER, 2012d) con un factor de carga de 0.2 como se muestra en la Figura 3.13. Este valor es más conservador que lo indicado en la Prospectiva de las Energías Renovables 2012-2026, que para el mismo factor de carga estima el recurso en 71 GW.



Figura 3.12 Zonas de aprovechamiento potencial de Energía Eólica en México

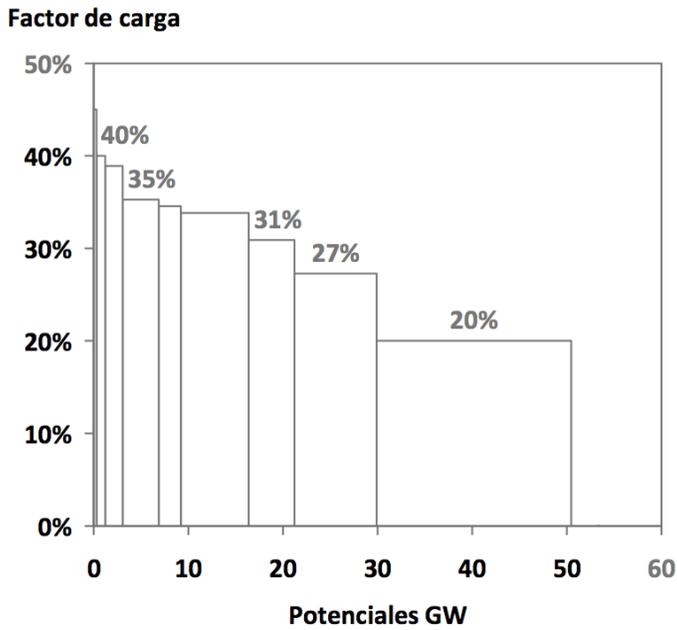


Figura 3.13 Potencial eólico estimado en México de acuerdo al factor de carga

Fuente: SENER, 2012d

Biomasa

Un estudio publicado en 2012 indica que el potencial energético aprovechable de la biomasa es del orden de 3,600 MW (Figura 3.14), de los cuales 1,500 MW se podrían aprovechar en un periodo de cinco a diez años, considerando principalmente los residuos urbanos y agropecuarios (SENER, 2012e).

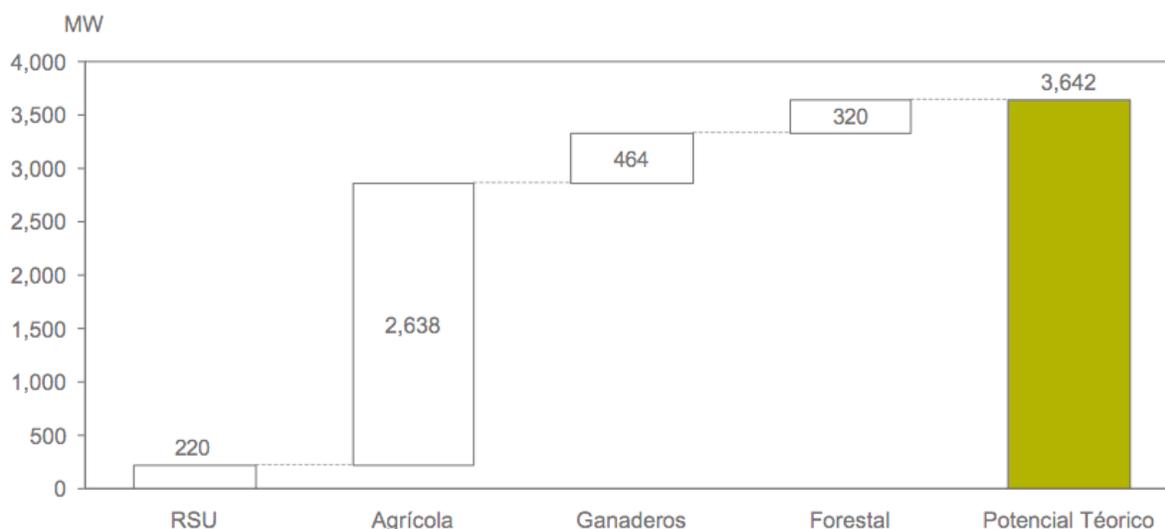


Figura 3.14 Potencial máximo teórico por tipo de recurso de biomasa

Fuente: SENER, 2012e

Nota: RSU=Residuos Sólidos Urbanos

3.3.2.2 Costos de las energías renovables

En este punto se hace una comparación de los costos de inversión y generación por cada kW para cada una de las fuentes de energía renovable con factibilidad de desarrollo en México.

Hidráulica

Los costos de inversión a nivel internacional para la energía hidráulica considerando los costos de algunos proyectos recientes son del orden de 1,400 a 2,200 USD por kW. Estos valores son muy cercanos a los reportados por los encargados de la construcción de proyectos como El cajón, con 1,082 USD/kW o la Yesca con 1,133 USD/kW. Los costos en México se ven favorecidos porque aún no se han explotado las zonas de más fácil acceso por lo que en la medida que los proyectos se vayan complicando técnicamente estos aumentarán el tamaño de la inversión necesaria por cada kW instalado.

Recientemente la IRENA publicó datos sobre costos para hidroeléctricas en función de su tamaño, los que se pueden ver en la Tabla 3.16.

Tabla 3.16 Costos típicos para proyectos Hidroeléctricos

TAMAÑO DE INSTALACIÓN	COSTO DE INSTALACIÓN (2010 USD/kW)	FACTOR DE PLANTA (%)	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO % DE INVERSIÓN POR kW	LCOE* (2010 USD/kWh)
Grandes hidroeléctricas	1,050 – 7,650 1,500 – 2,500**	25 – 90	2 – 2.5	0.02 – 0.19
Pequeñas hidroeléctricas	1,300 – 8,000	20 - 95	1 - 4	0.02 – 0.27
Rehabilitación o repotenciación	500 – 1,000	-	1 - 6	0.01 – 0.05

FUENTE: IRENA, 2012c

* LCOE⁹: En este caso el costo nivelado considera un 10% de costo de capital

** Intervalo de costos más común.

Geotérmica

Los costos de generación en el ámbito internacional con este tipo de recursos dependen de la calidad del recurso y el tamaño de la planta. La Agencia Internacional de Energía publicó en el año 2011 costos promedio de inversión y generación como se muestra en la Tabla 3.17.

Tabla 3.17 Costos de plantas geotérmicas en el mundo

TIPO DE PLANTA	FACTOR DE PLANTA	VIDA ÚTIL (AÑOS)	INVERSIÓN (USD/kWh)	COSTO DE GENERACIÓN (USD/MWh)*	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (USD/MWh)
Flash	85	35	2000-2400	50-80	19-24
Binaria	85	35	2400-5900	60-110	19-24
Roca Seca	-	-	-	100-300	-

Fuente: IEA, 2011

*Considera un 10% de costo de capital

En México Hiriart y Andaluz reportaron que los costos de generación en los campos mexicanos se encontraban entre 3.29 y 3.46 centavos USD por kWh (Tabla 3.18). Estos autores también estimaron que los costos de generación de los desarrollos en Cerro Prieto IV, Los Azufres II y Las Tres Vírgenes en valores de 2.81, 3.29 y 4.11 centavos de USD respectivamente.

Tabla 3.18 Costos de generación Geotérmica en México

	CERRO PRIETO	LOS AZUFRES	LOS HÚMEROS
Planta	1.63	1.54	1.64
Operación y mantenimiento de la planta	0.36	0.34	0.30
Suministro de vapor	1.17	0.91	0.91
Operación y mantenimiento del campo	0.30	0.50	0.60
TOTAL (US ¢) por kWh	3.46	3.29	3.45

Fuente: Iglesias *et al*, 2005

⁹ El precio nivelado (LCOE, en Inglés) coincide con el precio de venta de electricidad para alcanzar una situación de equilibrio entre las ganancias y los gastos (En Inglés Break-Even Point, BEP). Los costos se actualizan para un cierto año a una determinada tasa de descuento y se dividen entre la generación esperada, descontada a la misma tasa, para obtener \$/MWh. Los principales factores son: Calidad del recurso (Costo de combustibles.), Costo del equipo y desempeño, costo de Capital, Operación y mantenimiento.

Solar

a) Fotovoltaica

Los costos internacionales de inversión para las plantas de energía solar se sitúan alrededor de los 2400 USD/ kW instalado para la tecnología fotovoltaica de acuerdo a los proyectos desarrollados recientemente. Los costos de generación se encuentran en valores de 9.6 a 15.4 USD/Kw. Los módulos fotovoltaicos más baratos vienen de China, pero se debe ser muy prudente con la calidad y garantías de los mismos. El precio de una instalación fija incluye: módulos, estructuras de soporte, onduladores, protecciones, sistemas de medición, costes del proyecto, instalación y permisos administrativos. Una instalación con seguidores solares es más cara, aunque la producción eléctrica es un 30% superior que en una fija.

Los datos más recientes publicados por la IRENA para sistemas fotovoltaicos presentan costos más bajos, tal como se muestra en la Tabla 3.19.

Tabla 3.19 Valores típicos de costos de para Sistemas Fotovoltaicos

TIPO DE PANEL FOTOVOLTAICO	COSTO DE MÓDULO EN FÁBRICA – PLANTA (2010 USD/kW)	COSTO DE INSTALACIÓN (2010 USD/kW)	EFICIENCIA (%)	LCOE* (USD/kWh)
Escala Residencial				
Silicio cristalino	1,020 – 1,240	3,800 – 5,800	14	0.25 – 0.65
Silicio cristalino y almac. en baterías	1,020 – 1,240	5 000 – 6,000	14	0.36 – 0.71
Escala comercial				
Capa delgada de silicio amorfo	840 - 930	3,600 – 5,000	8 - 9	0.26 -0.59

FUENTE: IRENA, 2012d

* En este caso el costo nivelado considera un 10% de costo de capital

b) Concentración Solar Térmica

Las proyecciones para plantas de torre central y helióstatos mostraban hace algunos años que los costos de inversión se estimaban entre los 2400 y 2600 US\$/kWe con almacenamiento de energía entre 6 y 13 horas y con un factor de planta entre el 45 y 60% para plantas que entrarían en funcionamiento cerca del 2010. Los costos de la energía proyectados en este tipo de plantas estarían entre los 0.046 y 0.065 US\$/kWh. Y como puede verse en la Tabla 3.20, los valores reales para inicios de 2011 son más altos que estas estimaciones. Sin embargo, se espera que estos costos vayan disminuyendo al madurar más la tecnología.

Los valores publicados por la IRENA corresponden a 2011, pero se presenta el costo nivelado de 2010 (Tabla 3.20), para efectos de comparación con las otras tecnologías.

Tabla 3.20 Costos de instalación y mantenimiento para plantas de Concentración Solar

ALMACENAMIENTO	COSTO DE INSTALACIÓN (2010 USD/kW)	FACTOR DE PLANTA (%)	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (USD/kWh)	LCOE* (USD/kWh)
Canal Parábólico				
Sin almacenamiento	4,600	20 -25	0.02 – 0.035	0.20 – 0.36
6 horas	7,100 – 9,800	40 - 53	0.02 – 0.035	0.20 – 0.36
Torre central				
6 - 7.5 horas	6,300 – 7,500	40 – 45	0.02 – 0.035	Recurso solar bajo 0.20 – 0.29
12 - 15 horas	9,000 – 10,500	65 – 80	0.02 – 0.035	Recurso solar alto 0.14 – 0.18

FUENTE: IRENA, 2012b

* En este caso el costo nivelado considera un 10% de costo de capital

Es importante mencionar que el costo nivelado puede bajar hasta un 25% para una irradiación de 2,700 kWh/m²/año si se compara con un sitio con 2100 kWh/m²/año. Este costo también baja cuando se incrementa la capacidad de almacenamiento, cualidad que hace de las plantas termosolares una buena opción para zonas con alta demanda nocturna.

La proyección de acuerdo a los datos actuales hacen suponer que los costos nivelados bajarán para el año 2015 a 0.8-0.32 USD/kW para canales parabólicos y a 0.15-0.24 USD/kW para torre central.

Eólica

A nivel internacional los costos de la energía eólica son diferentes de acuerdo a la región en la que se instalen las plantas, esto depende de factores como el tamaño de la planta, el sitio de instalación, la mano de obra, el costo de las turbinas, el marco regulatorio y los mecanismos de financiamiento e impulso a estas tecnologías, entre otros factores (Tabla 3.21).

Tabla 3.21 Costos típicos de construcción y operación de una planta Eólica

LOCALIZACIÓN	COSTO DE INSTALACIÓN (2010 USD/kW)	FACTOR DE PLANTA (%)	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (USD/kWh)	LCOE* (USD/kWh)
Instalaciones en tierra				
China/India	1,300 to 1,450	20 to 30	n.a.	0.06 to 0.11
Europe	1,850 to 2,100	25 to 35	0.013 to 0.025	0.08 to 0.14
North America	2,000 to 2,200	30 to 45	0.005 to 0.015	0.07 to 0.11
Instalaciones marinas				
Europe	4,000 to 4,500	40 to 50	0.027 to 0.048	0.14 to 0.19

FUENTE: IRENA, 2012e

* En este caso el costo nivelado considera un 10% de costo de capital

Los costos de la energía eólica, competitivos con las fuentes fósiles, explican la razón de su dominio en el mercado sobre la tecnología solar y la biomasa en cuanto a capacidad instalada se refiere.

Biomasa

Los costos de instalación de plantas para producir electricidad a partir de Biomasa son muy variados, de acuerdo a las tecnología empleada, como se puede ver en la Tabla 3.22.

Tabla 3.22 Costos típicos de producción de electricidad mediante Biomasa

VARIANTE	COSTO DE INSTALACIÓN (US\$/kW)	LCOE US\$/KWh
Gasifier CHP	5570 - 6545	0.11 – 0.28
Stoker CHP	3550 – 6820	0.07 – 0.29
Digesters	2574 - 6104	0.06 – 0.15
Fixed and fluidised bed gasifiers	2140 – 5700	0.07 – 0.24
Bubbling and circulating fluidised boilers	2170 – 4500	0.07 – 0.21
Stoker boiler	1,880 – 4,260	0.06 – 0.21
Landfill gas	1917 - 2436	0.09 – 0.12
Co-firing	140 - 850	0.04 – 0.13

FUENTE: IRENA, 2012a

Comparación de costos en México

Recientemente la SENER publicó un análisis de costos de generación para las tecnologías renovables en el mundo, basado en el World Energy Outlook 2010, cuyos principales indicadores se presentan en la Tabla 3.23.

Tabla 3.23 Costos para generar electricidad a partir de fuentes renovables en el mundo

TIPO DE ENERGÍA	COSTO 2010-2020 (US\$2009 /MWh)			COSTO 2021-2035 (US\$2009 /MWh)			ÍNDICE DE APRENDIZAJE ¹⁰
	Min.	Max.	Promedio	Min.	Max.	Promedio	
Geotermia	31	83	52	31	85	46	5%
Eólica Terrestre	63	126	85	57	88	65	7%
Eólica Marina	78	141	101	59	94	74	9%
Hidroeléctrica	51	137	94	52	136	95	1%
Biomasa	119	148	131	112	142	126	5%
Pequeña Hidroeléctrica	71	247	143	70	245	143	1%
Concentración solar	153	320	207	107	225	156	10%
Solar Fotovoltaica	195	527	280	99	271	157	17%
Marina	235	325	281	139	254	187	14%
Solar FV en edificios	273	681	406	132	356	217	17%

Fuente: SENER , 2012f

Estos valores de costos difieren un poco de los publicados por la SENER y por la CFE, como se muestra en la Tabla 3.24, de acuerdo a estudios y experiencia operativa para las

¹⁰ El índice de aprendizaje representa las reducciones de costos que se producen cuando una tecnología crece. Por ejemplo: Un índice de 5% indica que el costo disminuye un 5% cada que se duplica la capacidad instalada.

condiciones de México. En esta tabla se incluyen costos de tecnologías convencionales para efectos de comparación.

Tabla 3.24 Costos para fuentes renovables de acuerdo a la SENER, en México

TECNOLOGÍA	VIDA UTIL TÍPICA (AÑOS) ^a	COSTO UNITARIO DE INVERSIÓN (USD/kW) ^{a*}	COSTOS DE GENERACIÓN (USD/MWh)		
			CFE 2011 ^b	CFE 2012 ^b	SENER 2011 ^c
Turbo Gas y Ciclo Combinado	30	913	75.6	60.7	72-74
Diesel	30	976	1,333.9	1287.1	
Vapor (combustoleo)			161.7	172.4	
Carboeléctrica y Dual	30	2,035	77.2	72.9	
Geotermoeléctrica	28	2,207	45.1	42.5	74-93
Eoloeléctrica	20		148.0	82.8	70-85
Nuclear	40	~5,700	101.4	92.6	
Hidroeléctrica	50	1650-4580**	41.0	39.5	
Biomasa	-	-	-	-	91-120
Solar Fotovoltaica	-	3,500-7,000	250-500		~176

Fuentes: ^a COPAR 2012 ^b CFE (En su página electrónica <http://www.cfe.gob.mx>) ^c SENER, 2012b, 2012d, 2012e, y 2012f,

*actualizado al inicio de operación: Incluye costos directos e indirectos y se actualiza con una tasa de descuento de 10%

** Valores estimados con datos de diferentes plantas

En lo que se refiere a costos de instalación, las tecnologías más caras son la fotovoltaica y la nuclear y las más barata la de ciclo combinado. En cuanto a costos de generación, las tecnologías geotérmica y hidroeléctrica son las más baratas. En cuanto las instalaciones solares, se puede notar que la Termosolar presenta menores costos que la fotovoltaica.

3.3.2.3 Ventajas y desventajas de las energías renovables

A continuación se muestran las principales ventajas y desventajas de las fuentes de energía renovables que tienen posibilidades de desarrollo en México. Se indican primero las ventajas y desventajas generales explicando después las particularidades para México.

Hidráulica

Las ventajas de la energía hidráulica son las siguientes:

- Es una fuente de energía limpia y renovable

- No produce emisiones de CO₂

- No requiere el empleo de combustibles

- No contribuye al cambio climático

- Si se dispone de agua suficiente, se puede planear la producción, ya sea de forma constante o de acuerdo a la demanda (lo que la hace mejor que la energía solar y la eólica)

- Alta flexibilidad operativa

Los costos operativos y de mantenimiento son bajos

Las instalaciones de la presa pueden ayudar al crecimiento económico de una zona al impulsar actividades como pesca, natación y algunas otras actividades acuáticas además de favorecer el desarrollo de cultivos

Esta fuente de energía no produce residuos considerables.

Aunque se pueden mencionar varias bondades de la energía hidráulica, también se pueden mencionar algunas desventajas como las siguientes:

La construcción de la presa altera el curso de los ríos y por lo tanto el ecosistema

Las presas grandes pueden producir temblores locales, erosión, derrumbes y otros daños geológicos

En algunas ocasiones es necesario reubicar poblaciones enteras¹¹

Se alteran los niveles freáticos y los patrones de flujo lo que puede afectar a la fauna

Los costos de construcción de la presa son elevados lo que hace que la inversión se recupere en dos décadas aproximadamente

Si el régimen de lluvias cambia la producción de electricidad se ve afectada.

Estas desventajas que son comunes a los proyectos hidroeléctricos también se han presentado en México destacando el desplazamiento de poblaciones y la variación del régimen de lluvias. Como ejemplo se pueden citar proyectos como Paso de la Reyna o La Parota que se han visto detenidos por la oposición de los pobladores al ser afectadas sus propiedades. En lo que se refiere a la disponibilidad de agua en años recientes el régimen de lluvia se ha visto afectado por los efectos del cambio climático reduciendo el caudal de varios ríos. Un ejemplo de esto es el Proyecto El Cajón que no ha tenido la cantidad de agua que se proyectara inicialmente.

Geotérmica

Existen varias ventajas de la energía geotérmica pudiéndose mencionar las siguientes:

No requiere una fuente de agua para su sistema de enfriamiento, ya que ésta proviene del propio vapor geotérmico condensado

Es una fuente renovable y aceptable en términos ecológicos

No genera emisiones de gases de efecto invernadero o son muy bajas

No requiere almacenamiento de energía como la eólica y solar

No requiere el empleo de combustibles

Las emisiones a la atmósfera son muy bajas

Es una fuente inagotable de energía

Es una fuente confiable de energía

¹¹ En el caso de la presa Tres Gargantas en China se desplazaron 1.24 millones de personas.

Puede alcanzar factores de carga de 95% a diferencia de las centrales hidráulicas y eólicas con 30-50% de factor de carga

Los costos de operación y mantenimiento son bajos.

Desventajas

No se pueden aprovechar todas las manifestaciones geotérmicas

La perforación sin cuidado puede dejar escapar gases tóxicos a la atmósfera

La perforación de los pozos, la exploración geológica y las pruebas requeridas son muy costosas

Las instalaciones deben estar alejadas de las zonas pobladas por la cantidad de espacio requerido.

Los gases de desecho que se producen en las plantas geotérmicas son CO₂, H₂S, SO₂ y CH₄ aunque en cantidades mucho menores que las que se producen en plantas que emplean combustibles fósiles. Sin embargo las plantas geotérmicas que operan en México cuentan con dispositivos para disminuir las emisiones gaseosas como quemadores, reboilers y otros (Iglesias *et al*, 2005). Este recurso no se ha explotado de manera amplia debido a las limitantes legales que impiden la participación de particulares al tratarse de recursos de la nación enmarcados en la Ley de Aguas Nacionales.

Solar

Aun cuando la energía solar es un recurso casi ilimitado su aprovechamiento es aun muy bajo en comparación con la energía eólica y la hidráulica. A continuación se citan sus ventajas y desventajas.

Ventajas

Es una fuente renovable de energía

Cada MW ayuda a reducir alrededor de 2000 toneladas anuales de emisiones de CO₂

No requiere el empleo de combustibles

Es una fuente garantizada de energía

Tiene un bajo costo de producción

La energía solar tiene aún algunas desventajas que le impiden desarrollar todo su potencial, las principales se listan a continuación.

La energía solar es más cara que la energía del carbón y en general que los combustibles fósiles

Aún necesita de incentivos para poder desarrollarse

No está disponible las 24 horas del día lo que hace necesarias instalaciones adicionales para el almacenamiento de energía

Para tener un buen rendimiento las plantas deben ubicarse en latitudes que garanticen el recurso de buena calidad

Se requiere grandes extensiones de terreno pues actualmente se requiere aproximadamente un kilómetro cuadrado para cada 30-60 MW de energía solar (100 ha por 30-50 MW)

Algunas tecnologías termosolares requieren grandes cantidades de agua para propósitos de enfriamiento

Es una forma de energía muy difusa por lo que es necesario concentrarla para un mejor aprovechamiento

El costo de las celdas fotovoltaicas aun es alto.

Las desventajas más notables de la energía solar incluyen altos costos, el problema de la intermitencia, niveles de eficacia, y requisitos grandes de terreno y de agua. Una ventaja aquí en México es que gracias a la latitud en la que se encuentra el país se cuenta con una irradiación solar que permite su aprovechamiento con alto rendimiento.

Eólica

Las ventajas de la energía eólica son las siguientes:

Es una fuente renovable de energía

Cada MW eólico ayuda a reducir aproximadamente 2000 toneladas anuales de emisiones de CO₂

No requiere el empleo de combustibles

Es una fuente garantizada de energía

Pueden instalarse turbinas pequeñas para uso doméstico

Las turbinas requieren poco mantenimiento.

Desventajas

No se puede predecir la disponibilidad el viento

Inestabilidades en la red eléctrica. Huecos de tensión

Los costos para instalar una turbina eólica aún son altos

La inversión se recupera en aproximadamente 10 años

Se afecta la estética de la zona donde se instalan las turbinas

Las turbinas pueden afectar a las poblaciones de aves y la fauna local.

Ya se han listado las principales ventajas y desventajas de las diferentes fuentes de energía renovable. En este punto es preciso mencionar que el ciclo del agua indispensable para el funcionamiento de las hidroeléctricas depende de la energía solar para repetirse una y otra vez. De igual manera los vientos necesarios para mover las turbinas eólicas dependen de corrientes de aire calentadas por la energía solar. Lo mismo sucede con la biomasa que no es

más que energía solar acumulada en las plantas mediante el proceso de fotosíntesis. Así, se puede decir que la energía solar tiene una ventaja sobre la eólica, hidráulica y la procedente de la biomasa pues es el origen de estas últimas.

3.3.2.4 Impacto ambiental

La idea de que las fuentes de energía renovable no generan impacto ambiental es un error que se ha propagado desde hace varios años. Sin embargo, el impacto ambiental también existe en las energías renovables como se puede apreciar en la Tabla 3.25 que muestra una comparación de los residuos generados durante la producción de electricidad. Se incluyen además de las fuentes renovables las fuentes convencionales para una mejor comparación observándose que la fuente más contaminante es el carbón y la menos contaminante es la solar en sus dos variantes, siendo la térmica la que menos contamina.

Tabla 3.25 Comparación de impacto ambiental de tecnologías para producir electricidad (Ton/GWh)

FUENTE DE ENERGÍA	CO ₂	NO ₂	SO ₂	PARTÍCULAS	CO	HIDRO-CARBUROS	RESIDUOS NUCLEARES	TOTAL
Carbón	1058.2	2.986	2.971	1.626	0.267	0.102	-	1066.1
Gas Natural	824.0	0.251	0.336	1.176	TR	TR	-	825.8
Geotérmica	56.8	TR	TR	TR	TR	TR	-	56.8
Biomasa	0	0.614	0.154	0.512	11.361	0.768	-	13.4
Nuclear	8.6	0.034	0.029	0.003	0.018	0.001	3.641	12.3
Eólica	7.4	TR	TR	TR	TR	TR	-	7.4
Hidráulica	6.6	TR	TR	TR	TR	TR	-	6.6
Fotovoltaica	5.9	0.008	0.023	0.017	0.003	0.002	-	5.9
Solar térmica	3.6	TR	TR	TR	TR	TR	-	3.6

Fuente: US Department of Energy, Council for Renewable Energy Education y AEDENAT

TR= trazas.

NOTA: Los valores de emisiones consideran también las emitidas durante el periodo de construcción de los equipos.

CAPÍTULO 4 MARCO TEÓRICO (APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA SOLAR)

En el presente capítulo se desarrolla la información más relevante en el aprovechamiento de la energía. Se expone la información más relevante que ayudará a desarrollar el tema de estudio de este trabajo, con especial atención en los concentradores conocidos como Helióstatos.

4.1 GENERALIDADES

La situación actual de los recursos del planeta, las consecuencias del uso desmedido de combustibles fósiles y el fenómeno conocido como “calentamiento global” han obligado al ser humano a volver la mirada hacia las fuentes naturales de energía. Estas fuentes, conocidas como “renovables” muestran sus bondades por el bajo costo de la materia prima implicada en su aprovechamiento y por ser amigables con el medio.

La tierra está expuesta a una irradiación solar de aproximadamente 1366 W/m^2 ($1.96 \text{ cal/cm}^2\text{min}$) que se conoce como constante solar¹². Este flujo de energía proveniente del sol se estima en 174 Peta-Watts de los cuales aproximadamente 52 son reflejados y 122 entran en contacto con los sistemas terrestres. Esta cantidad de energía es mucho mayor que la que se genera y consume actualmente en todo el mundo, con el inconveniente de que está dispersa por toda la tierra. En fechas recientes han comenzado a desarrollarse sistemas para el aprovechamiento de esta gran cantidad de energía como las celdas fotovoltaicas y los sistemas concentradores de energía solar. Estas tecnologías que se conocen como fotovoltaica y termosolar se han desarrollado grandemente en las últimas dos décadas con grandes promesas de crecimiento e impacto en el mercado de las energías renovables.

4.2 UN POCO DE HISTORIA

El aprovechamiento de la energía solar es un tema que se ha planteado desde hace miles de años, algunas veces de forma directa y otras mediante complicados artilugios que permitían transmitir potencia para realizar algunas sencillas tareas. A continuación se presenta un resumen de la historia del aprovechamiento de la energía solar de acuerdo a los acontecimientos que mencionan Poza (2007) y Meinel (1982).

En un ejemplo de lo que hoy se considera como arquitectura solar, los griegos comenzaron a diseñar sus casas para que en invierno captaran la mayor cantidad posible de radiación solar desde unos 2500 años a. C. Por las mismas fechas, los llamados mecánicos griegos, encabezados por Herón de Alejandría, utilizaban la energía solar para producir vapor con el que hacían funcionar órganos (silbatos), fuentes de agua y demás artilugios de carácter lúdico.

¹² La constante solar tiene un valor máximo de $1.999 \text{ cal/cm}^2\text{min}$ (1395.7 W/m^2) y un valor mínimo de $1.874 \text{ cal/cm}^2\text{min}$ (1395.7 W/m^2) de acuerdo a la distancia de la tierra al sol durante el transcurso del año.

En otros ejemplos, en las ruinas de Nínive, antigua capital asiria, fue encontrada una pieza de cristal de roca, pulida en forma de lente convergente y en Creta se hallaron dos lentes que datan de 1200 a. C. y que se supone fueron usadas como lentes de aumento. También en Egipto se han encontrado evidencias del empleo de los rayos del sol en las estatuas sonoras de Amenkhoptep III (1455-1419 a. de C.) y un pájaro artificial en la tumba de su hijo Zari Memmon. Se dice que el sonido en estos dispositivos era accionado por el calor de los rayos del sol por las mañanas.

En Grecia, Roma y China se desarrollaron espejos curvados a base de plata, cobre y bronce, que podían concentrar los rayos del sol sobre un objeto lo que lo hacía arder en unos pocos segundos. Esta forma de concentrar el calor del sol se fue perfeccionando por los griegos a la par de la comprensión de la geometría hasta llegar a espejos con forma parabólica, lo que aumentó la concentración de los rayos solares. En este desarrollo tecnológico está basada la historia de la defensa de Siracusa hacia el 213 a.C. en la que se dice se aprovechó la energía solar mediante los llamados *espejos ustorios*¹³ para incendiar los barcos de los invasores romanos (Figura 4.1) en una idea atribuida al matemático y físico griego Arquímedes (287-213 a. C). Según Ioanne Zonaras, esta gesta fue repetida por Proclus en el siglo XII al utilizar un gran número de espejos para quemar la flota de Vitelio en el sitio de Constantinopla.



Figura 4.1 Pintura mural que representa la defensa de Siracusa hacia el 213 a. C.

Desafortunadamente estos desarrollos tecnológicos se perdieron en los llamados siglos oscuros, redescubriéndose nuevamente sus fundamentos geométricos y sus posibles aplicaciones hasta el Renacimiento, por personajes como Andrea del Verrochio, Leonardo da Vinci, Galileo y Athanasius Kircher. Este último en su obra *Ars Magna Lucis et Umbrae*, publicada en 1646, describe figuradamente el funcionamiento de los concentradores solares. En este punto el nivel tecnológico permite la creación de espejos cuyo diámetro alcanzó un

¹³ Del latín *ustor*, *ustoris*, el que quema. Mediante los espejos ustorios o espejos conjugados se verifica la existencia de los focos caloríficos de los espejos cóncavos, lo que demuestra que las leyes de la reflexión del calor son idénticas a las de la luz.

metro y medio de diámetro elaborados con láminas de cobre. A principios del siglo XVII Peter Hoesen, un mecánico alemán, construyó un reflector formado por numerosos y pequeños espejos planos montados sobre un armazón con forma parabólica que alcanzó los tres metros de diámetro (Figura 4.2). Al emplear espejos pequeños se superaron los problemas constructivos que representaban los elementos de una sola pieza (Poza, 2007).

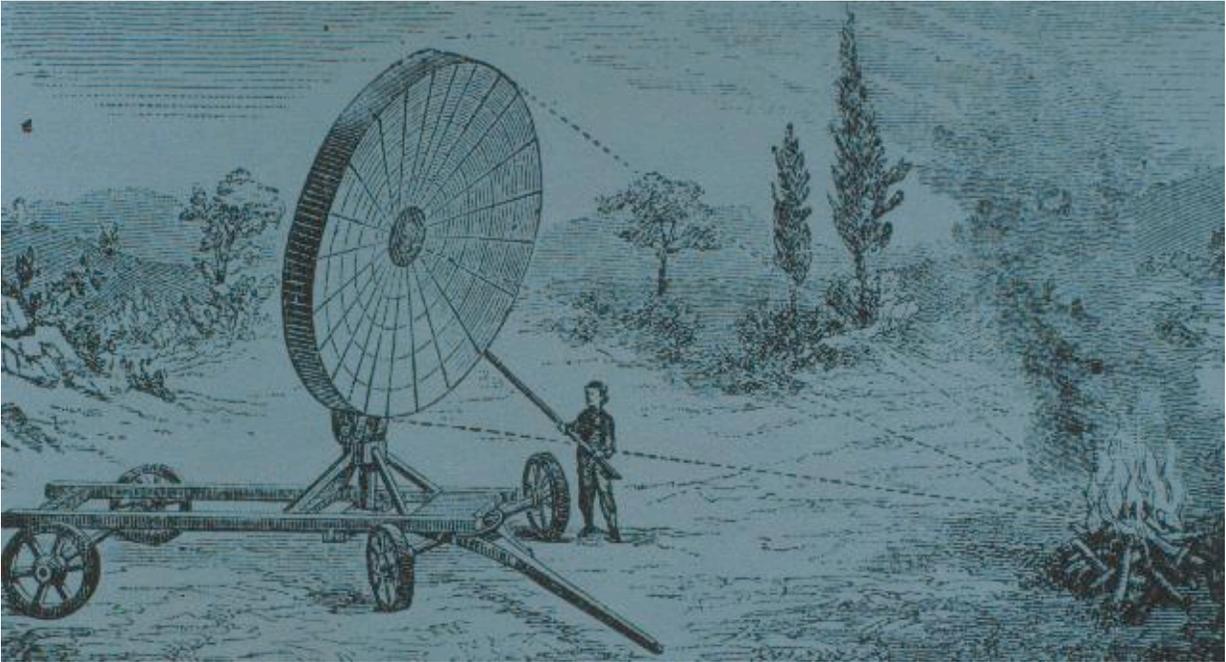


Figura 4.2 Espejo Incendiario de Peter Hoesen, siglo XVIII

El naturalista George Louis Lecler Buffon (1707-1788) construyó el primero de muchos hornos solares franceses con espejos múltiples, llegando a construir uno que se componía de 360 pequeños espejos planos montados por separado que enviaban la luz a un foco común. Sin embargo, una de sus mayores hazañas la consiguió al hacer arder leña a una distancia de 60 metros mediante un horno de 68 espejos planos de 40 cm². Con este experimento, realizado en los jardines reales, Buffon concluyó que la hazaña de Arquímedes fue posible.

Otro punto importante en la historia del aprovechamiento de la energía solar es el “invernadero”, que ya se había empleado en la antigua Roma, según lo relatara Plinio el Viejo. El desarrollo de los invernaderos se había visto detenido hasta entonces por dificultades tecnológicas en el desarrollo del vidrio plano, por cuestiones económicas y además por prohibición eclesiástica. A partir del siglo XVI el desarrollo de invernaderos perfeccionó los conceptos de orientación de huertos e invernaderos así como la mejor inclinación de los vidrios. Este desarrollo tecnológico evolucionó de los huertos solares en la Francia del siglo XVII a las aplicaciones como calefacción en casas en el siglo XVIII y al desarrollo de estufas en el siglo XIX.

En el siglo XVIII el geólogo suizo H. B. De Saussure (1740-1799) construyó en 1767 un invernadero en miniatura de cinco paredes con cajas de vidrio, de planta cuadrada y

dimensiones decrecientes de 30 cm en la base por 15 cm de alto a 10 cm en la base por 5 cm de alto. Las cinco cajas, abiertas por su base se apilaban una dentro de otra, todas sobre una mesa de madera negra. Tras exponer el artefacto al Sol durante varias horas, se encontró que la caja exterior era la más fría, aumentando la temperatura hasta tener cerca de 87 °C en la caja más interior. Este prototipo fue mejorado por el propio De Saussure alcanzando temperaturas de 160 °C y después por Herschel (en 1837) y Langley (en 1881) quienes lograron alcanzar temperaturas superiores a los 125 °C, convirtiéndose así en el antecedente de los colectores solares capaces de producir vapor. Es interesante mencionar que De Saussure fue el primero en proponer el uso de su caja de vidrio como horno para preparar alimentos.

En 1747 Jacques Cassini (1677–1756), astrónomo francés, construyó una lente de 112 cm de diámetro con la que pudo obtener temperaturas superiores a los 1000 °C que permitieron fundir una varilla de vidrio en pocos segundos.

Antoine Lavoisier (1743-1794), fundador de la química moderna, experimentó con hornos solares construyendo uno con dos láminas curvadas de vidrio montadas en forma de lente biconvexa y relleno el espacio entre las láminas con alcohol. Esta lente líquida tenía un diámetro de 130 cm y una distancia focal de 320 cm y su potencia fue mejorada colocando una lente menor para reducir la distancia focal efectiva con lo que se logró fundir platino a 1760 °C

En esta etapa del desarrollo, Svante Arrhenius (1859-1927), físico y químico sueco, conocedor de los experimentos de Saussure con las cajas calientes predijo que el CO₂ producido por el consumo excesivo de carbón haría que la tierra se calentara unos 4 °C en los siguientes dos siglos. Este consumo excesivo de carbón fue criticado por personajes como Rudolf Clausius, físico y matemático Alemán (1822-1888), quien en 1885 escribió acerca del empleo sustentable del carbón para evitar su agotamiento y planteó el uso de hidrógeno como combustible, obtenido a partir del agua.

El ingeniero francés Agustín Bernard Mouchot (1825-1912) comenzó sus estudios sobre energía solar en 1860 preocupado por la dependencia de su país del carbón como energético y consciente de que se trataba de un recurso finito. En su libro *La Chaleur solaire et ses Applications industrielles*, publicado en 1869, hizo una revisión de la experiencia existente sobre energía solar así como una exposición sobre sus propias ideas para convertir la energía solar en otras formas de energía. El objetivo de Mouchot era sustituir el carbón empleado en las máquinas de vapor, por lo que trabajó en varios prototipos de hornos, un alambique, una pequeña caldera y hasta una cocina solar portátil para el ejército francés en África. Sin embargo su mayor logro llegó en 1866, cuando sustituyó la caldera de uno de sus prototipos por un tubo de cobre que recibía los rayos de sol concentrados mediante un espejo parabólico acanalado con seguimiento en un eje, alcanzando una potencia de medio caballo. Posteriormente Mouchot mejoró su máquina para ser presentada en 1878 en la exposición

universal de París (Figura 4.3) y es conocida como *axición*. Esta máquina empleaba un espejo cóncavo compuesto por placas de metal plateadas con diámetro de 540 cm para un área de 18.6 m² y un peso de las partes móviles de 1400 kg y empleaba un tubo como superficie absorbente. Se considera que lograba enfocar el 87% del calor solar recibido sobre la caldera y que generaba una potencia de 1.5 kW con la que fue capaz de impulsar una bomba que dio un flujo de 2000 litros por hora, aunque también fue empleada para destilar alcohol y cocinar comida. Sin embargo, la demostración más espectacular sucedió el 22 de septiembre de 1878 cuando la presión de la caldera alcanzó las 6.2 atmósferas y con el motor solar conectado al refrigerador accionado por calor que inventara Ferdinand Carré¹⁴ se logró producir hielo.

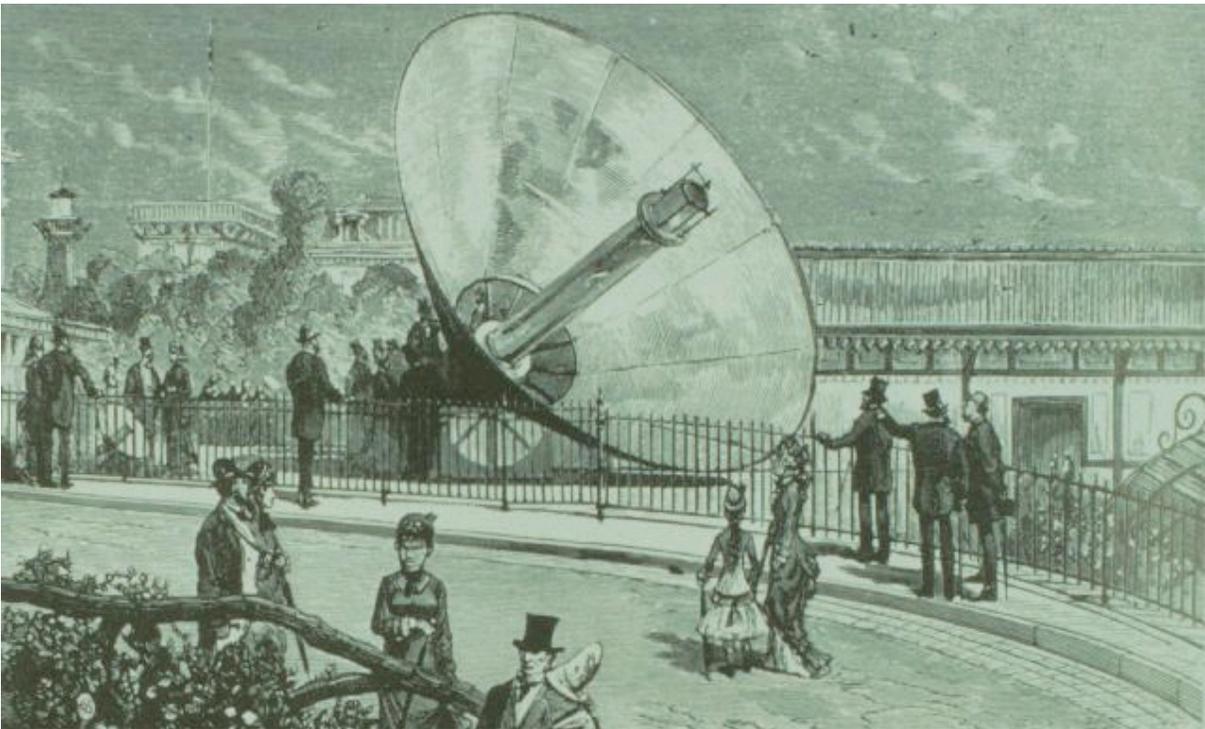


Figura 4.3 Máquina solar de Mouchot exhibida en la Exposición Universal de París en 1878

Mouchot también pensó en almacenar la energía proveniente del sol para poder aprovecharla durante la noche o en días nublados. Con esta idea propuso utilizar la energía solar para descomponer el agua en Oxígeno e Hidrógeno, almacenar estos gases por separado y luego utilizarlos ya sea por separado o combinándolos cuando existiera la necesidad de energía. Desafortunadamente los estudios de Mouchot se encontraron con que los precios del carbón disminuyeron, por lo que en 1881 se redujeron los apoyos para la investigación sobre energía solar por considerar que era una tecnología más costosa. No obstante lo anterior, Abel Pifre (1852-1928), ingeniero francés y asistente de Mouchot, presentó el 6 de agosto de 1882 un generador solar que accionaba una prensa que era capaz de imprimir 500 ejemplares del *Journal du Soleil*. Este invento empleaba de un espejo cóncavo de 3.5 metros de diámetro

¹⁴ Ferdinand Philippe Edouard Carré (1824–1900) fue un ingeniero francés que modificó un invento de su hermano Edmond carré para desarrollar en 1858 un refrigerador por absorción que empleaba agua como absorbente y amoníaco como refrigerante para producir hielo.

para concentrar los rayos del sol sobre una caldera cilíndrica que era capaz de mover un motor de 2.5 caballos.

Aun con los escasos incentivos, hubo personajes que seguían preocupados por una posible escasez de combustible por lo que siguieron trabajando en el desarrollo de la tecnología solar. Así, se puede citar a John Ericsson (1803-1889), un ingeniero sueco que emigró a Estados Unidos, quien desarrolló varios motores solares basándose primero en los trabajos de Mouchot y posteriormente en sus propias innovaciones entre los años 1871 y 1884. Uno de sus siete prototipos, el de 1883 (Figura 4.4), se componía de láminas delgadas de vidrio, plateadas por su cara inferior y sujetas a una estructura de hierro y de un colector en forma de tubo. El dispositivo, de forma paraboloide, podía orientarse para seguir al sol en un eje y generaba 0.7 kW por cada 9.3 m² de superficie reflectora. Ericsson inventó el *Ciclo Ericsson* del motor de aire caliente para convertir el calor solar en fuerza motriz.

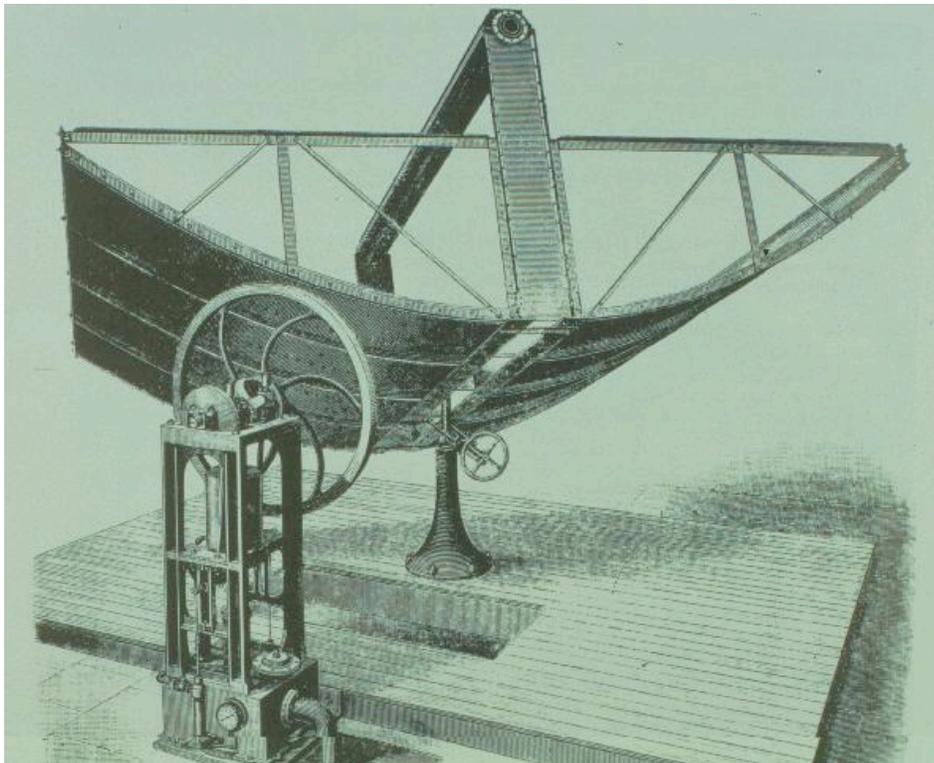


Figura 4.4 Motor solar de Ericsson (con forma de cilindro parabólico y absorbedor en forma de tubo)

Las máquinas solares de la década de 1880 trabajaban limitadas por la noche y los días nublados. En 1893 M. L. Severy obtuvo la patente de una máquina solar que emplearía una batería de acumuladores para permitir al usuario tener energía durante las 24 horas. Aparentemente esta máquina no fue construida tal vez debido al elevado costo que representaba. Esto nos demuestra que si bien la construcción de máquinas solares era poca, aun así se estaban concibiendo grandes ideas. Un ejemplo de esto es la enorme máquina solar planteada por C. G. O. Barr que se componía de una serie de espejos semiparabólicos montados sobre vagones de ferrocarril colocados circularmente con una caldera en el foco del

sistema, como consta en la patente. Esta máquina, que tampoco se construyó, fue precursora de algunos proyectos soviéticos ambiciosos y del sistema de la Power Tower.

En 1888 E. Weston planteó otra forma de transformar la energía solar sin necesidad de una caldera. En su dispositivo la energía solar se enfocaba en un termopar que producía una tensión eléctrica. En otras ideas, H. E. Cottle propuso almacenar el calor del sol en una pila de piedras. El calor se recuperaría mediante un indefinido “generador termoeléctrico”.

La destilación del agua a gran escala mediante energía solar se hizo realidad en 1874 en Las Salinas, Chile. El sistema, proyectado por J. Harding y construido por Charles Wilson, cubría 4700 m² y produjo 23,000 litros de agua dulce por día durante un periodo de 40 años con un costo de sólo 0.001 dólares por litro.

En el invierno de 1902 se presentó una huelga de carbón en los Estados Unidos lo que impulsó la investigación en fuentes de energía alternativas. Así, por ejemplo, Robert H. Thurston (1839-1903), ingeniero recibió el encargo de analizar los pros y los contras de fuentes alternas como el viento, las mareas y el sol para sustituir al carbón. Thurston observó el potencial de la energía solar y el interés de varios miembros de la comunidad científica, inventores y empresarios solares que a principios de siglo tenían registradas unas 22 patentes de motores solares.

En este contexto, se puede citar a Aubrey Eneas, inventor e ingeniero inglés residente en Massachusetts quien fundó la *Solar Motor Company of Boston* con el objetivo de vender equipos de bombeo en el suroeste de los Estados Unidos aprovechándose de la escasez de carbón y madera en esta zona. Las pruebas de Eneas dieron fruto cuando en 1899 construyó un sistema de 10 metros de diámetro en la boca del reflector, que estaba formado por más de 1.800 pequeños espejos de vidrio plateado. El conjunto que pesaba más de 4 toneladas era orientado al sol mediante distintos mecanismos y artefactos de relojería. Este motor se instaló en el año 1901 en una granja de avestruces ubicada en Pasadena California, donde alcanzó una potencia estimada en 5 kW para accionar una bomba capaz de irrigar 120 hectáreas de cítricos al extraer 6700 litros de agua por minuto de un pozo con cinco metros de profundidad.

La Solar Motor Company logró vender e instalar cinco motores solares de similar capacidad, entre 1901 y 1904, consiguiendo desplazar hasta 6700 litros de agua por minuto en el último sistema. Desafortunadamente los sistemas mostraron vulnerabilidades a las inclemencias del tiempo lo que quedó demostrado cuando un sistema resultó seriamente dañado durante una tormenta de granizo que destruyó gran parte de los espejos, mientras que otro sistema fue destruido por el viento. Estos factores, además de difamación por parte de los competidores, la necesidad de un operario para orientar el sistema hacia el sol y los altos costos del sistema que alcanzaban hasta cinco veces el de una planta de vapor convencional hicieron que estos sistemas dejaran de producirse.

Uno de los factores que elevaban los costos de los motores solares era que cada vez se manejaron temperaturas más altas lo que requería mayor área de reflectores, además de las

elevadas pérdidas de energía. Para resolver este problema el ingeniero francés Louis Abel Charles Tellier (1828-1913) empleó líquidos de bajo punto de ebullición como el hidrato de amoníaco que hierve a 33°C o el dióxido de azufre que lo hace a 10°C para desarrollar motores solares de baja temperatura que permitían reducir las pérdidas de calor del sistema. El sistema se componía de láminas de metal oscuro entre las que circulaba el líquido a evaporar, alcanzándose hasta 2.7 atmósferas con el amoníaco para impulsar una bomba que desplazaba hasta 1300 litros por hora.

El diseño de Tellier fue mejorado por Henry. E. Willsie y John Boyle, dos ingenieros estadounidenses que emplearon dos fluidos; el agua para capturar la energía solar en el circuito de la caja caliente y el dióxido de azufre en el circuito que servía para mover el motor. Willsie se entusiasmó tanto con sus ensayos que formó la Willsie Sun Power Company que produjo máquinas con potencias de 5 a 15 kW. Unos de sus diseños, presentado en 1908, incluía almacenamiento de calor en depósitos aislados llenos de agua, lo que les permitía funcionar durante las 24 horas del día, además de que su costo se amortizaba en dos años. Sin embargo esto no fue suficiente para competir con los costos y la eficiencia de dos a cuatro veces mayor que los motores que consumían gas artificial obtenido de la quema de carbón. De esta forma el motor solar perdió el atractivo económico que había logrado y dejó de fabricarse.

Frank Shuman (1862-1917), ingeniero norteamericano, también trabajó con sistemas basados en la caja caliente para impulsar máquinas de baja temperatura. Siguiendo la línea de desarrollo de Willsie y Boyle, Shuman consiguió atraer a un grupo de inversionistas para fundar en 1908 la Sun Power Company con la que pretendía construir grandes plantas solares. Shuman mejoró sus sistemas iniciales agregando espejos laterales para reflejar la luz solar sobre la caja caliente, mediante un mecanismo para ajustar la orientación de los colectores y haciendo trabajar el motor a baja temperatura y baja presión. Posteriormente desarrolló lo que se conoce como el primer colector cilíndrico-parabólico en cuyo foco se suspendía una larga caldera recubierta de vidrio. Shuman experimentó algún tiempo en Tacony, Pennsylvania con un prototipo de 960 m² de captación que alcanzó 30 caballos de potencia máxima (~22 kW) y una eficiencia de captación cercana al 30%. Sin embargo, su mayor éxito llegó cuando en julio de 1913 inauguró la mayor planta solar del mundo del momento en Maadi, a 20 kilómetros de El Cairo, Egipto (Figura 4.5). Esta planta constaba de cinco reflectores de canal parabólico, cada uno de 60 metros de largo por cuatro de ancho y separados ocho metros uno del otro. También contaba con un depósito aislado para el agua caliente lo que le permitía funcionar las 24 horas. La instalación alcanzó una eficiencia de captación del 40 % de la energía solar para desarrollar 55 caballos de potencia (41 kW), suficientes para desplazar 27,000 litros de agua por minuto.

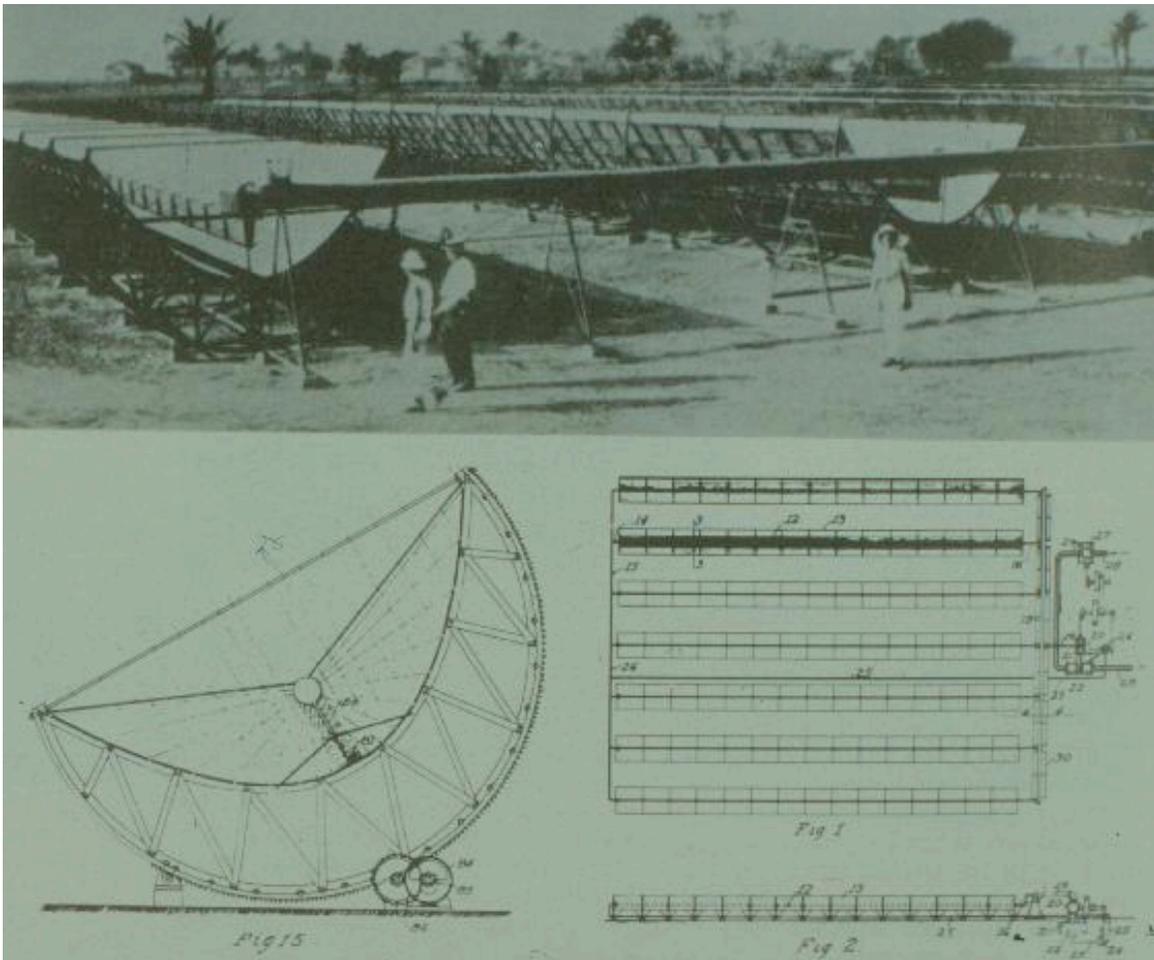


Figura 4.5 Planta Solar de colectores parabólicos de Maddi, Egipto, instalada en 1912 por Shuman

Shuman consideró que el desarrollo tecnológico alcanzado le permitiría construir 52,600 km² de reflectores en el Sahara para proporcionar al mundo “a perpetuidad” la energía necesaria para igualar al combustible que se consumía en 1909. Desafortunadamente el inicio de la Primera Guerra Mundial redujo la mano de obra para este tipo de proyectos, además de que el descubrimiento y explotación de yacimientos de petróleo y gas nuevamente aseguraron combustibles a un bajo costo.

Después de estos acontecimientos la energía solar con fines de generación de potencia quedó relegada a ideas que llegaron a patentarse como la máquina de W. J. Harvey en 1921, La de L.H. Shipman en 1928 y cuatro más de Robert H. Goddard entre 1929 y 1934. Algunos dispositivos que si se construyeron son la cocina solar y la caldera rápida que C. G. Abbot diseñara en 1935 y que construyera en 1947 en la Universidad de Arizona. En la década de los 1930 la idea de los calentadores de agua proliferó principalmente en países como Japón que registro 39 patentes durante estos años. A mediados de esta década la calefacción doméstica mediante energía solar cobró fuerza apoyándose en experimentos realizados en el Instituto de Tecnología de Zurich, publicados en 1935, y posteriormente en M. I. T. Publicados en 1939. Se hicieron predicciones alentadoras para la calefacción solar doméstica que no

llegaron a cumplirse. En este contexto se puede mencionar también a C. H. Drane que patentó una máquina solar que empleaba amoníaco. En los años siguientes se trabajó a nivel experimental para transformar la energía solar en electricidad mediante termopares en lo que se conoce como efecto termoeléctrico así como mediante el efecto termoiónico.

Durante la década de 1950 se realizaron en Rusia diferentes intentos por construir grandes sistemas para aprovechar la energía del sol en el Helio Power Laboratory del Instituto de Energía de la Academia de Ciencias Rusa. En este laboratorio se desarrolló una planta generadora de vapor que sirvió para bombear agua de irrigación, como planta de refrigeración y de calefacción y que se construyó en Tashkent, Uzbekistán. En 1957 plantearon un sistema con una gran caldera fija a 42 metros del suelo y rodeada de espejos que se movían sobre vías de ferrocarril. Los espejos de 30 metros por 5 metros estarían sobre 1293 plataformas de ferrocarril agrupadas en 23 trenes que se desplazarían sobre 23 vías concéntricas para un total de 19,000 m² de espejos. Los trenes se desplazarían al mismo tiempo que los espejos ajustarían su posición de tal forma que los rayos siempre incidieran en la caldera. Sólo se construyó un sistema a escala 1:50 pues cuando se analizaba construir el de tamaño natural aparecieron las enormes reservas rusas de petróleo en Siberia.

En el año 1973, como resultado de la crisis del petróleo, el interés en la energía solar resurgió y su desarrollo fue impulsado a escala comercial tan sólo una década después. Al día de hoy, con las reservas de petróleo reduciéndose a nivel mundial, el interés por la energía solar se hace presente junto a otras fuentes de energía renovable.

4.3 TECNOLOGÍAS PARA EL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA SOLAR

4.3.1 Fotovoltaica

El fenómeno fotovoltaico fue reconocido en 1839 por el físico francés Alexandre-Edmond Becquerel y la primera célula fotovoltaica fue construida en 1883. Sin embargo, la tecnología fotovoltaica moderna se desarrolló a partir del año 1954 siendo impulsada por la industria Aeroespacial como celdas solares para alimentar a los satélites artificiales. Es una tecnología que permite utilizar la radiación difusa por lo que puede emplearse en prácticamente cualquier lugar del planeta.

Es una tecnología que permite una generación distribuida y muy cercana a los puntos de consumo lo que ayuda a reducir los costos de distribución al evitar la instalación de una red para una zona de bajo consumo energético. Además, por sus características puede estar aislada, como lo fueron los primeros sistemas, o conectada a la red de distribución como ha sucedido en los últimos años (Figura 4.6).

Esta tecnología permite la integración arquitectónica por lo que se puede instalar en los techos y paredes de edificios aprovechando una superficie que no entra en conflicto de requerimientos de espacio. Las instalaciones fotovoltaicas son modulares, silenciosas, sin partes móviles, requieren poco mantenimiento y no generan emisiones durante su

funcionamiento. Mediante estas instalaciones los edificios pueden generar su propia energía durante el día, en lo que se conoce como edificios verdes o sustentables.

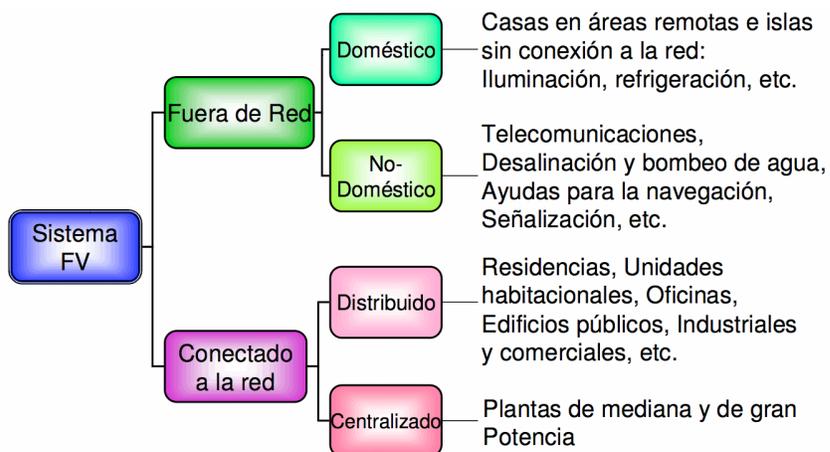


Figura 4.6 Aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos

Materia prima

Los paneles fotovoltaicos se componen básicamente de silicio en un estado muy puro, denominado silicio grado semiconductor. La producción de los paneles se inicia con el mineral del cuarzo, del cual se extrae silicio grado metalúrgico que se refina hasta obtener polisilicio, que se presenta en pequeñas bolitas formadas por silicio grado semiconductor. A continuación se forman lingotes de polisilicio que se cortan en finas rodajas para la obtención de obleas. Con estas obleas se fabrican las células solares fotovoltaicas que finalmente se agrupan y empaquetan en los paneles solares que son las unidades comerciales de producción de energía fotovoltaica.

En este punto es importante recordar que la industria electrónica también requiere de silicio para la fabricación de componentes electrónicos y que ante el crecimiento de ambos sectores la materia prima puede destinarse al sector electrónico debido a su mayor valor agregado. Lo anterior puede ocasionar problemas de desabasto de silicio para la industria fotovoltaica por lo que es necesario considerar el desarrollo de la materia prima lo que permitirá disponer de silicio grado solar¹⁵ a costos más competitivos y en el volumen demandado.

Actualmente la investigación está llevando al desarrollo de celdas solares que emplean materiales diferentes al silicio e incluso algunas con componentes orgánicos, como se puede ver en la Figura 4.7.

¹⁵ Se le llama silicio grado solar al que es descartado para las aplicaciones microelectrónicas por no tener un grado de pureza tan alto.

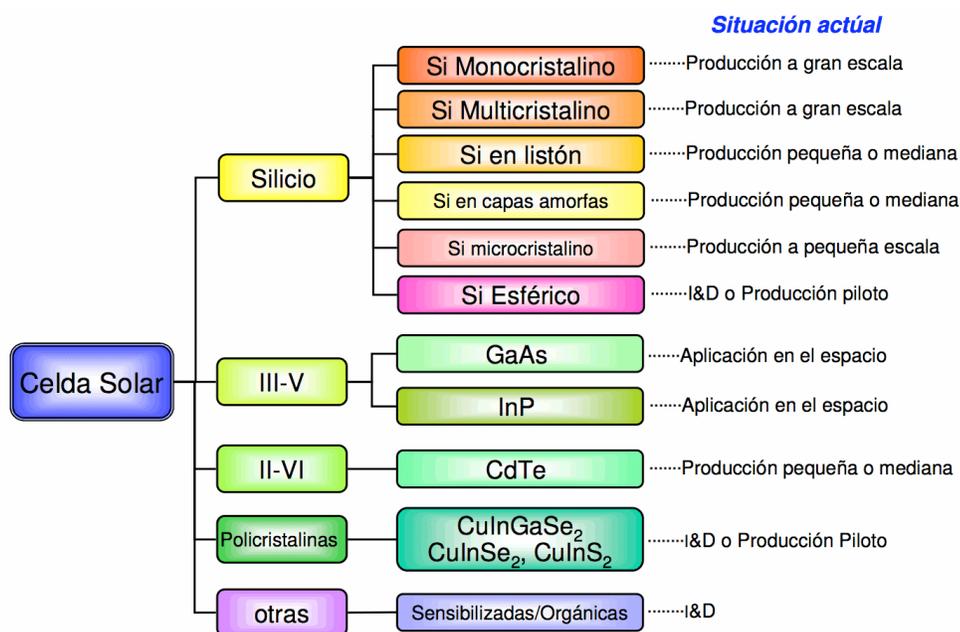


Figura 4.7 Materiales y tecnologías en el mercado fotovoltaico

Componentes de una instalación fotovoltaica

La instalación de un sistema fotovoltaico requiere mucho más que sólo celdas solares agrupadas en un panel. Elementos como acumuladores/baterías, inversores, reguladores e instrumentación y control son necesarios para un correcto funcionamiento. Además, se pueden encontrar asociados sistemas de concentración y de seguimiento que permiten reducir la cantidad de silicio empleado y ayudan en el aumento de la eficiencia.

Intermitancia

Un factor a considerar es la intermitancia de la generación de energía mediante una celda solar. La generación depende de la radiación solar recibida y del ángulo de inclinación de las celdas. Así, encontramos que la generación varía durante el día, desde el amanecer hasta el atardecer, y en el transcurso del año, alcanzando su pico a medio día y en el verano. Además de estos factores ha de tomarse en cuenta las condiciones meteorológicas pues en días nublados y con lluvia la generación de electricidad se ve reducida.

Eficiencia

Uno de los factores que ha impedido el desarrollo de la industria fotovoltaica es el precio de los paneles solares, lo que hacen de esta tecnología la más cara entre las formas de generación de electricidad mediante energías renovables. Sin embargo la investigación está dando frutos en lo que a eficiencia de las celdas solares se refiere por lo que se espera que en los próximos años la eficiencia aumente lo que permitirá que los costos puedan ser más competitivos. Actualmente las celdas solares comerciales tienen una eficiencia del 15% lo que da una producción baja de electricidad que puede mejorarse en un 25% a 30% mediante el empleo de seguidores solares.

En la Figura 4.8 se pueden apreciar las eficiencias de las diferentes tecnologías de fabricación de celdas solares de acuerdo al National Renewable Energy Laboratory. Para información más detallada se puede consultar el trabajo de Green *et al* (2010), quienes hacen una recopilación muy extensa acerca de la eficiencia obtenida en celdas solares de acuerdo a los materiales, tecnologías y condiciones de funcionamiento.

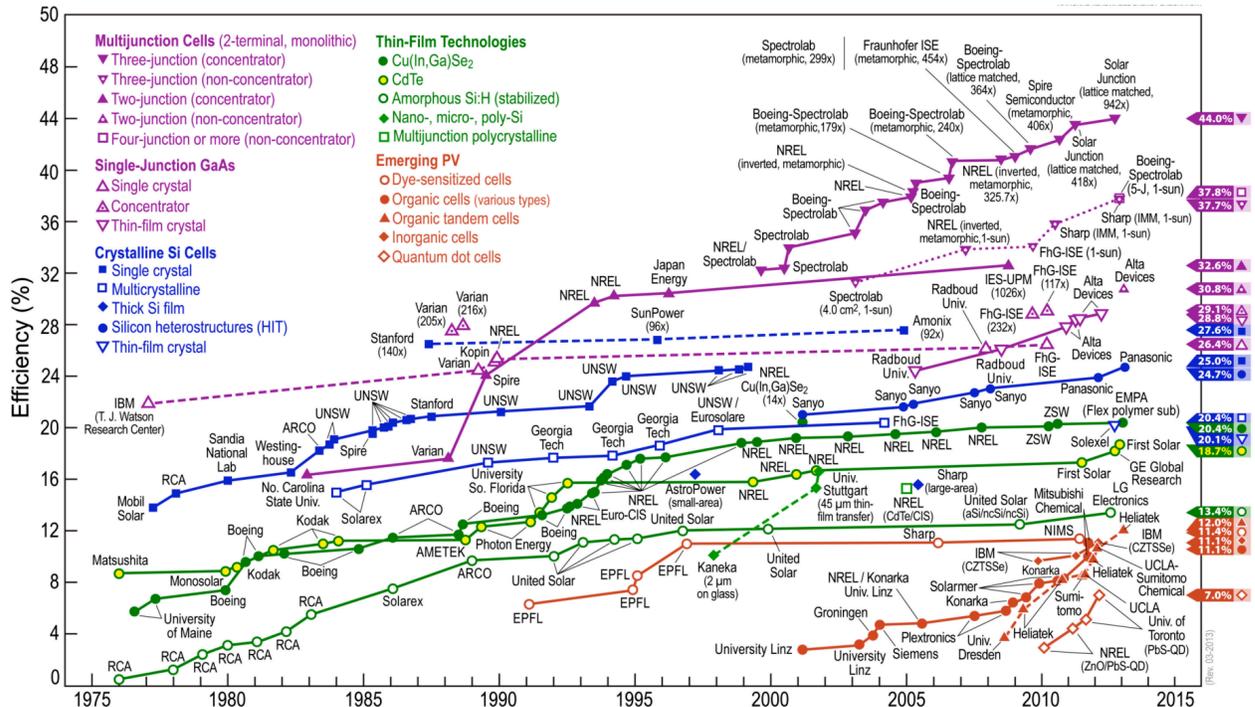


Figura 4.8 Evolución de la eficiencia en celdas fotovoltaicas

Fuente: NREL, Rev. 03-2013

Los países que más han impulsado la investigación y desarrollo y por lo tanto tienen mayor instalación de sistemas fotovoltaicos son Japón, Alemania y Estados Unidos. En la última década España logró un desarrollo importante de la industria fotovoltaica sin embargo el crecimiento se detuvo debido a un manejo inadecuado del mercado y del sistema de “primas” lo que ocasionó la cancelación de varios proyectos ante la incertidumbre generada.

4.3.2 Termosolar

La energía termosolar se refiere al calentamiento de un fluido mediante la captación de la radiación solar en una superficie absorbente. Hay diferentes formas de aprovechar la energía solar mediante sistemas termosolares y se listan a continuación:

- Sistemas pasivos sin elementos mecánicos como lo es el estudio y aplicación de la arquitectura solar en nuevos edificios
- Equipos de producción de agua caliente sanitaria, calentamiento de piscinas y sistemas de calefacción (Sistema activo de baja temperatura)
- Equipos de captación de alta temperatura para generación de electricidad (Sistema activo de media y alta temperatura).

El presente estudio sólo abarca los sistemas de media y alta temperatura que son los que permiten la generación de electricidad.

Los proyectos termosolares cuentan con una amplia historia de Investigación y desarrollo (I&D) que data de la década de 1980, cuando se comenzaron a poner en servicio las primeras instalaciones experimentales del mundo. En Europa, destaca España con los proyectos llevados a cabo en la plataforma solar de Almería y, a nivel mundial, EUA, en sus 354 MW instalados, todos en tecnología cilindro-parabólica en el desierto de Mojave en California. En la actualidad la tecnología termosolar se encuentra en el inicio de un desarrollo comercial definitivo, destacando España como resultado del importante desarrollo tecnológico que se ha llevado a cabo mediante proyectos de I+D y del impulso a las energías renovables que han tenido que vencer distintas barreras. En la Tabla 4.1 se muestran las características de algunos de los primeros proyectos comerciales con tecnología solar.

Tabla 4.1 Características de algunos Proyectos Termosolares en España

NOMBRE	UNIDAD	PS-10	SOLAR TRES	ANDASOL	EUROSEGS
Empresa de Proyecto		SanLucar Solar	Solar Tres	Milenio Solar	EHN
Llave en mano		Solucar	Ghersa	Solar Millennium	EHN
Emplazamiento		Provincia de Sevilla	Provincia de Córdoba	Provincia de Granada	Provincia de Navarra
Tecnología		Torre Solar Rec. Aire	Torre Solar Rec. Sales	EuroTrough	LS-2 and DS-1 Cil. Par.
Superficie Campo	m ²	89,271	263,600	549,360	95,880
Capacidad Almac.	h	1	16	9	0
Radiación anual	kWh/m ²	≈2,000	≈2,000	≈2,000	≈1,700
Capacidad Turbina	MW	11	15	50	15
Factor Anual	%	22	63	41	15
Generación Anual	GWh	19.2	84	181.7	20
Inversión	Mio €	28	84	183	45

A nivel mundial se han puesto en marcha diversas iniciativas para conseguir el lanzamiento de la energía solar termoeléctrica. Entre ellas, destaca la Iniciativa de Mercado Global (GMI), desarrollada y promovida por la segunda Conferencia Internacional sobre Energía de Concentración Solar celebrada en Palm Springs (California) en octubre de 2003. Esta iniciativa planteó la meta de conseguir que en el año 2014 exista en el mundo una potencia instalada de 5,000 MW. En los Estados Unidos, la Asociación de la Industria de Energía Solar (SEIA) y el Departamento de Energía han participado en la creación de Zonas de Empresas Solares en los estados más soleados, como Arizona y Nevada con el objetivo de impulsar el desarrollo de grandes proyectos (1,000 MW en un periodo de siete años).

Dificultades de la energía solar térmica

En muchos países los programas de financiamiento público no consideran a la energía solar entre sus planes de desarrollo energético, como es el caso de México.

Los proyectos de energía solar termoeléctrica cuentan con poca difusión comercial lo que dificulta su promoción y desarrollo al enfrentar dificultades administrativas y financieras. Esto hace necesario del impulso mediante financiamiento y un sistema de primas como ya se ha hecho en varios países.

Existen pocos fabricantes de componentes requeridos para la instalación de una planta termosolar lo que limita el desarrollo de varios proyectos de manera simultánea. Así, el riesgo tecnológico asociado limita la inversión en esta área.

La energía solar termoeléctrica está basada en la concentración de la energía solar. Las temperaturas que se pueden obtener en estos sistemas permiten clasificarlos en sistemas de media temperatura y sistemas de alta temperatura. Los sistemas de media temperatura son los conocidos como Fresnel con alrededor de 270 °C y los sistemas de Canal Parabólico con temperaturas cercanas a las 400 °C. Los sistemas de alta temperatura son los de Disco parabólico y los de Torre Central con helióstatos en los que se alcanzan temperaturas cercanas a los 700 °C como en la planta "Jülich Solar Tower" ubicada en Alemania. A continuación se presentan las principales características de cada uno de estos sistemas.

4.3.2.1 *Fresnel*

Los sistemas Fresnel pueden considerarse como una evolución de los sistemas Cilindro parabólicos con la diferencia de que los espejos empleados en este caso son planos.

Lo inicios de esta tecnología fueron mencionados por Baum, et. al. (1957) y aplicados en la década de 1960 por G. Francia (Figura 4.9), quien desarrolló un sistema Fresnel en 1963, que se dice alcanzó una eficiencia de 60% a 100 atmósferas y 450 °C (Morrison, et al, 1999).

En la década de 1990 la compañía Israelí Paz experimentó con un sistema Fresnel que permitió analizar las principales dificultades de operación d este tipo de instalaciones (Mills, D R y Morrison G L, 2000). Esta tecnología comenzó a analizarse detalladamente en la década de 1990 en la compañía Solar Mundo, en Bélgica, y en la Universidad de Sydney, Australia. En estos diseños se empleó el tubo absorbedor de vacío con énfasis en el grado de aprovechamiento de la luz reflejada por los espejos.

Otras instalaciones experimentales de este tipo se han construido en Alemania, por Solar Power Group (SPG); En Almería, España por SPG y MAN Ferrostal, llamada FRESDEMO y cuya propiedad fue cedida al CIEMAT¹⁶.

Esta tecnología ya cuenta con Instalaciones comerciales, como las que se encuentran en España y que fueron construidas por el grupo alemán Novatec Biosol en Puerto Errado, en la región de Murcia, España. Otros proyectos son los impulsados por PG&E en el Condado de San Luis Obispo en Estados Unidos.

¹⁶ CIEMAT: Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales.



Figura 4.9 Sistema Fresnel experimental construido por G. Francia en 1963

Se considera que es un sistema bidimensional porque sólo permite el seguimiento solar en un eje (Figura 4.10).

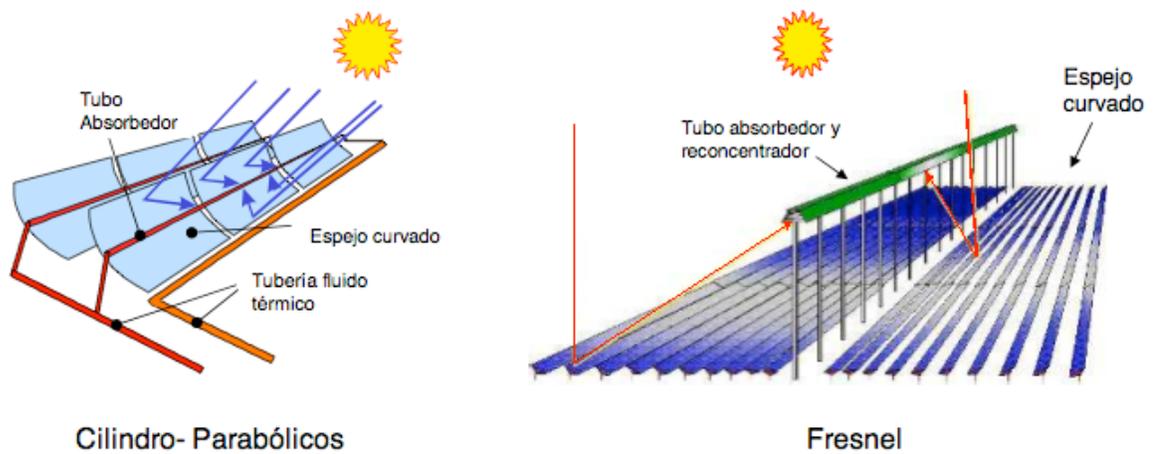


Figura 4.10 Sistemas de concentración bidimensional (2D)

4.3.2.2 Canales Parabólicos

Como ya se mencionó, es un sistema de temperatura media con temperaturas cercanas a los 400 °C y factor de concentración de aproximadamente 50. Esta tecnología utiliza un reflector de canal cilíndrico parabólico que refleja los rayos solares en el foco de la parábola, en la que se encuentra un tubo con superficie selectiva para absorber la mayor cantidad de radiación incidente y una cubierta de vidrio para evitar las pérdidas de calor al ambiente por convección, (Figura 4.11). Por el interior del tubo-receptor circula el fluido de trabajo para recuperar el calor de todos los concentradores y almacenarlo en grandes contenedores. El fluido puede ser agua para producción directa de vapor o un aceite generalmente conocido como Terminol. Este sistema posee un mecanismo de seguimiento solar en un eje por lo que se le considera como bidimensional o 2D.



Figura 4.11 Instalación Cilindro-Parabólica acoplada con sistema de almacenamiento de sales fundidas

Los primeros indicios de captación de energía solar mediante espejos de forma cilindro-parabólica son del año 1880 y se trataba de un sistema en el que se calentaba aire para ser alimentado a un motor y fue desarrollado por John Ericsson. Sin embargo, el desarrollo formal de esta tecnología se inicia con el captador solar cilíndrico-parabólico construido por Shuman en el Cairo en 1912, que medía 62 metros de largo por 4 metros de ancho. Shuman y C.V. Boys construyeron una planta para el bombeo de agua mediante el vapor producido en 1200 m² de colectores cilíndrico-parabólicos. Esta planta fue cerrada al inicio de la Primera Guerra Mundial.

El interés por esta tecnología volvió durante la década de 1970, cuando se presentó la crisis del petróleo, mediante prototipos desarrollados por el Departamento de Energía de Estados Unidos y el Ministerio de Investigación Técnica Alemán.

Actualmente existen plantas operando bajo esta tecnología en Estados Unidos de Norteamérica, en Australia y en España, entre otros países. Los EU tiene instalados alrededor de 420 MW en plantas como las denominadas SEGS (Solar Energy Generating Systems) en

el estado de California con un total de 354 MW y la más reciente construida en Nevada e inaugurada en el año 2006, con una capacidad de 64 MW.

Las plantas de colectores cilindro-parabólicos son una tecnología que ya se ha probado por varios países y es la que ha presentado el mayor crecimiento en los últimos años en lo que a instalaciones se refiere y se prevé que siga creciendo en los próximos años impulsada por países como España.

4.3.2.3 Discos Parabólicos

Uno de los primeros indicios de diseño de discos parabólicos para reflejar y concentrar la luz solar se le atribuye a los griegos y romanos mediante los espejos incendiarios. Sin embargo, los primeros desarrollos que permitieron aprovechar el calor concentrado se derivan de los experimentos que iniciara S. Mouchot en 1860 y que llevaron en 1874 a la construcción de un disco parabólico con una caldera en el eje del cono cuya potencia permitía accionar un motor de 0.5 HP.

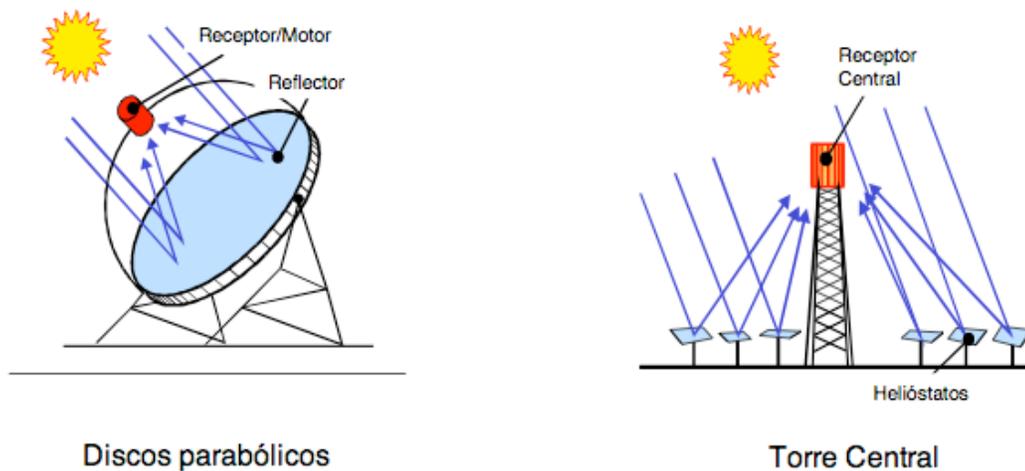


Figura 4.12 Sistemas de concentración tridimensional (3D)

El denominado disco parabólico, como su nombre lo indica, consiste de una superficie reflectora en forma de disco curvo que permite concentrar la luz del sol en un foco. En esta pequeña área se coloca el receptor, que para aplicaciones de producción de electricidad consiste en un motor Stirling¹⁷ o una turbina Brayton¹⁸, normalmente con enfriamiento por aire atmosférico. El motor Stirling transmite movimiento a un generador eléctrico que se encuentra acoplado al mismo conjunto, Figura 4.13. Todo el sistema debe moverse en conjunto en dos

¹⁷ Este motor de tipo térmico, inventado en 1816 por Robert Stirling, aprovecha el trabajo hecho por la expansión y contracción de un gas (normalmente helio, hidrógeno, nitrógeno o simplemente aire) al ser obligado a seguir un ciclo de enfriamiento en un foco frío, con lo cual se contrae, y de calentamiento en un foco caliente, con lo cual se expande.

¹⁸ La turbina Brayton tiene como objetivo convertir energía en forma de calor en trabajo. Generalmente se emplea el ciclo cerrado para los sistemas solares de alta temperatura, donde el fluido se comprime isentropicamente, después se aumenta la temperatura a presión constante, se expande isentropicamente en una turbina y finalmente se extrae calor a presión constante antes de repetir el ciclo.

ejes para ir siguiendo el movimiento solar por lo que se conoce como un sistema de concentración en 3D.

Se han construido prototipos estables con potencias de 5, 7 y 25 KW. La tecnología de “disco Stirling” se encuentra en fase de desarrollo por lo que las plantas a gran escala se planea estén funcionando en pocos años.

Un dato importante es que la cantidad de agua requerida por MWh producido mediante este sistema es de 20 litros, muy por debajo de lo que se emplea en la generación térmica.



Figura 4.13 Concentrador de disco con motor Stirling y generador eléctrico integrado

4.3.2.4 Torre Central y helióstatos

Esta tecnología explota al máximo el concepto de concentración solar al enviar una gran cantidad de energía reflejada por un grupo de espejos a un receptor central fijo con lo que se convierte en un sistema de alta temperatura. Los espejos están montados en dispositivos mecánicos que siguen el movimiento solar para reflejar los rayos recibidos a un objetivo fijo y se conocen como helióstatos. Los espejos reflectores de radiación solar se encuentran esparcidos sobre el terreno y son móviles para ir siguiendo al sol y colocar el haz reflejado en el receptor de la torre. Una planta de Torre Central cuenta con un campo de cientos de helióstatos, generalmente de superficie plana. Los helióstatos son controlados por una computadora central la cual calcula para cada helióstato, dada su posición, el desplazamiento necesario para seguir proyectando el haz de luz solar sobre el receptor.

En el receptor central colocado en la torre se recibe la radiación solar alcanzando temperaturas hasta de 800 °C y factores de concentración de 200 a 1000. El calor es aprovechado para producir vapor y generar electricidad en un ciclo termodinámico como en cualquier planta termoeléctrica convencional (Figura 4.14).

Las primeras plantas que se construyeron con capacidades considerables, fueron la Solar One y Solar Two en Barstow California, a mediados de los 80's (Tabla 4.2), utilizando la tecnología de Torre Central. Sin embargo, la primera planta comercial de Torre Central, se construyó en Sanlúcar la Mayor, España y es conocida como PS10. Esta planta se inauguró en marzo del 2007 y tiene una capacidad de 11 MW.

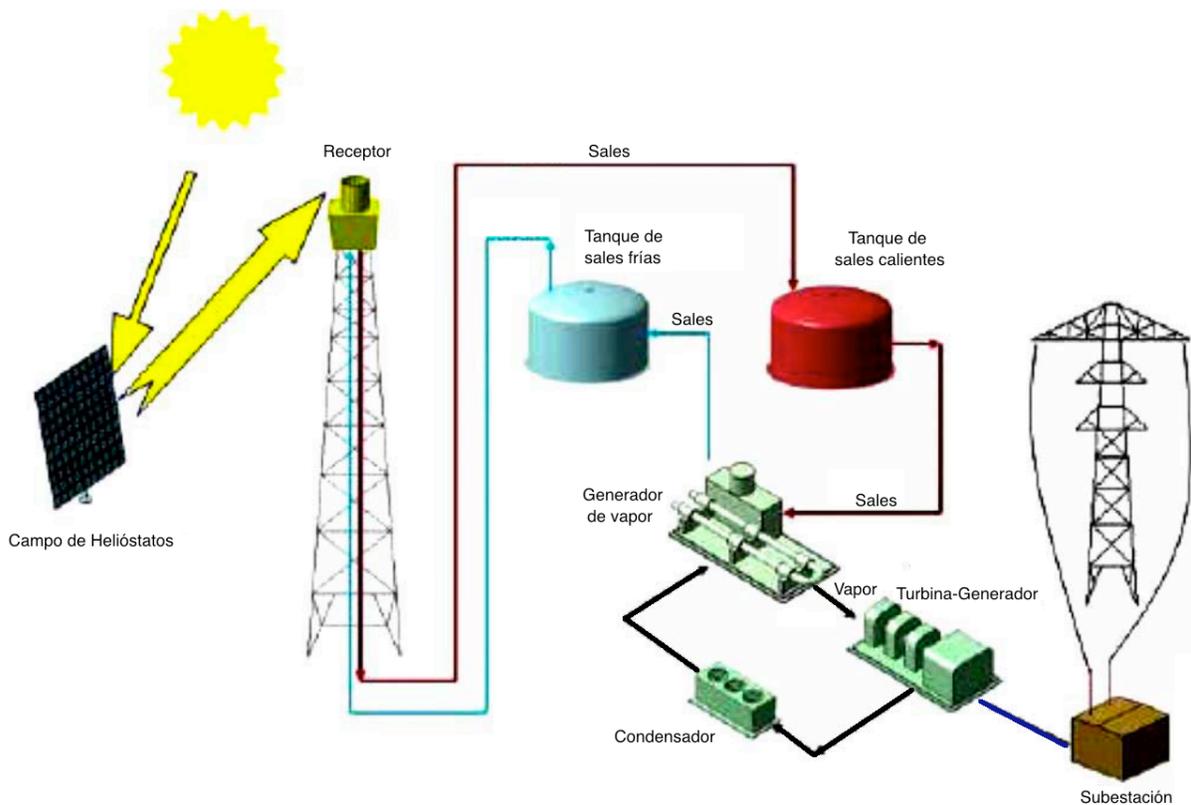


Figura 4.14 Esquema básico de una planta de Torre Central para generación de Electricidad

Tabla 4.2 Instalaciones de Torre Central experimentales en el mundo

PROYECTO	UBICACIÓN	POTENCIA (MWe)	FLUIDO DE TRANSFERENCIA TÉRMICA	MEDIO DE ALMACENAMIENTO	ÁREA DE HELIÓSTATOS (m ²)	AÑO
SSPS	España (Tabernas, Almería)	0.5	Sodio Líquido (520 °C)	Sodio	3,700	1981
Eurelios	Italia (Adrano, Sicilia)	1	Vapor	Sal Nitrato/Agua	6,200	1981
Sunshine	Japón	1	Vapor	Sal Nitrato/Agua	12,900	1981
Solar One	EEUU	10	Vapor	Aceite/Roca	72,650	1982
CESA-1	España (Tabernas, Almería)	1	Vapor	Sal Nitrato	11,900	1982
MSEE/Cat B	EEUU	1	Nitrato Fundido	Sal Nitrato		1983
THEMIS	Francia (Targassonne)	2.5	Sal de alta Tecnología	Sal de alta Tecnología	11,800	1984

PROYECTO	UBICACIÓN	POTENCIA (MWe)	FLUIDO DE TRANSFERENCIA TÉRMICA	MEDIO DE ALMACENAMIENTO	ÁREA DE HELIÓSTATOS (m ²)	AÑO
SPP-5	Rusia (Shchelkino, Ukraine)	5	Vapor	Agua/Vapor	40,000	1986
TSA	España	1	Aire	Cerámico		1993
Solar Two	EEUU (Barstow, California)	10	Nitrato Fundido	60% Nitrato de sodio y 40% Nitrato de Potasio	82,750	1996
REFOS	España	0.35	Aire a presión	-	-	1998

Fuente: ABENER, 2006

4.3.2.5 Comparativa de las tecnologías de concentración

Las centrales de torre y los colectores cilíndrico-parabólicos son los más apropiados para desarrollar proyectos comerciales de hasta 200 MW. Los sistemas de disco parabólico son modulares y pueden ser usados en aplicaciones individuales o en grandes proyectos.

La tecnología que tiene mayor madurez tecnológica es la cilindro parabólica y prueba de ello es que existe una mayor cantidad de plantas funcionando y en desarrollo basadas en estos colectores. La Tabla 4.3 muestra las principales características de las tecnologías de concentración solar.

Tabla 4.3 Principales características de las tecnologías de Concentración Solar

CARACTERÍSTICA	CILINDRO-PARABÓLICOS	RECEPTOR CENTRAL	FRESNEL	DISCOS PARABÓLICOS
Potencia típica (MW)	10-300	10-200	10-200	0.01 -0-025
Madurez tecnológica	Comercial	Piloto y Comercial	Piloto	Demostración
Proveedores de tecnología	Abengoa Solar, SolarMillennium, Sener Group, Acciona, Siemens, NextEra, ACS, SAMCA, etc.	Abengoa Solar, BrightSource, Energy, eSolar, SolarReserve, Torresol	Novatec Solar, Areva	-
Riesgo tecnológico	Bajo	Medio	Medio	Medio
Temperatura de operacional	350 - 550 °C	250 - 565 °C	390 °C	550 - 750 °C
Eficiencia máxima (%)	14 – 20	23 - 35	18	30
Eficiencia neta anual (%)	11 - 16	7-20	13	12-25
Factor capacidad anual (%)	23-28 sin almac. 29-43 con 7 horas de almac.	55 con 10 horas de almac.	22-24	25-28
Concentración en el colector (soles)	70 – 80	> 1,000	> 60 soles	> 1,300 soles
Estado comercial	Disponible	Disponible	Prototipos - Demostración	Prototipos - Demostración

CARACTERÍSTICA	CILINDRO-PARABÓLICOS	RECEPTOR CENTRAL	FRESNEL	DISCOS PARABÓLICOS
Sistema de almacenamiento	Indirecto: 2 tanques de sales fundidas a 380 °C Directo: 2 tanques de sales fundidas a 550 °C	Directo: 2 tanques de sales fundidas a 550 °C	Almacenamiento de vapor a presión (< 10 min)	Almacenamiento químico en desarrollo
Diseños híbridos	Si y directo	Si	Si, (caldera de vapor)	No planeada
Estabilidad de la red	Media a alta	Alta (con almacenamiento grande)	Media	Baja
Ciclo	Ciclo Rankine de vapor sobrecalentado	Ciclo Rankine de vapor sobrecalentado	Ciclo Rankine de vapor saturado	Stirling
Condiciones de Vapor (°C/bar)	380 a 540 / 100	540 / 100 a 160	260 / 50	N. A.
Inclinación máxima del campo solar (%)	< 1-2	< 2 -4	< 4	10 ó más
Requerimiento de agua (m ³ /MWh)	3 (enfriamiento húmedo) 0.3 (enfriamiento seco)	2-3 (enfriamiento húmedo) 0.25 (enfriamiento seco)	3 (enfriamiento húmedo) 0.2 (enfriamiento seco)	0.05 – 1.00 (lavado de espejos)
Tipo de aplicación	Conectada a la red	Conectada a la red	Conectada a la red	Conectada o desconectada de la red
Opción para enfriamiento con aire	Baja a buena	Buena	Baja	Muy buena
Almacenamiento con sales fundidas	Comercialmente disponible	Comercialmente disponible	Posible, pero no probado	Posible, pero no probado

Fuente: IRENA, 2012b
N.A. = No aplica

4.4 HELIÓSTATOS

Según la Real Academia Española (RAE, 2009) un helióstato¹⁹ o helióstato es un “Aparato que, mediante un servomecanismo²⁰, hace que un espejo siga el movimiento diario del Sol, recogiendo así la máxima energía para su utilización calorífica”.

En otra definición de **helióstato** (también llamado *celostato*²¹) se le menciona como un conjunto de espejos que se mueven sobre dos ejes normalmente en montura altacimutal, lo que permite, con los movimientos apropiados, mantener el reflejo de los rayos solares que inciden sobre él se fijen en todo momento en una pequeña superficie, evitando así el efecto del movimiento terrestre durante el día con respecto al sol.

¹⁹ Del griego, *helio*: Sol y *stato*: Constancia, equilibrio o posición estable.

²⁰ Un servomecanismo es un sistema formado de partes mecánicas, electrónicas y en ocasiones también de partes neumáticas e hidráulicas y que busca ser controlado con precisión. Estos sistemas se regulan a sí mismos al detectar el error o la diferencia entre su propia actuación real y la deseada (RAE, 2009).

²¹ Se le conoce como Celóstato cuando se refleja la luz del sol o una imagen fija del firmamento hacia un aparato astronómico.

La idea conceptual de un helióstato como tal se le asigna a Fahrenheit²², aunque el primer helióstato operativo, se le atribuyen al matemático y físico holandés Wilhem Jacob's Gravesande (1688-1742), quien alrededor del año 1720 logro obtener un instrumento funcional. Posteriormente numerosos científicos mejoraron el dispositivo siendo uno de los mejores logrados el del físico Jean Thiébaud Silbermann²³ quien presentó su modelo en la academia de Ciencias de París en 1843. Los helióstatos eran utilizados en laboratorios de investigación con varios propósitos; entre los que se nombran aparecen la iluminación de microscopios, el estudio de la luz polarizada, espectroscopia, etc. Se conservan en museos franceses algunos ejemplares históricos como el denominado helióstato de Silbermann (Figura 4.15), el cual aún sigue funcionando. Otro dispositivo que se puede mencionar es el helióstato del fabricante francés Cambey de 1823



Figura 4.15 Helióstatos de Sibermann en museos franceses (izquierda) y helióstato desarrollado por Prazmowski en 1870 (derecha)

Los helióstatos han evolucionado en estas últimas décadas de manera muy importante con referencia a los primeros diseños, aunque su objetivo sigue siendo el mismo; mantener el haz de luz solar reflejado sobre un blanco fijo, sin embargo sus materiales y funcionamiento han variado considerablemente.

Los diseños actuales incluyen generalmente una gran área de reflexión, una rígida estructura mecánica para sostener los espejos y soportar los vientos, además cuentan, ya no con mecanismos de relojería como en la antigüedad, sino con motores de pasos para darles el movimiento y la orientación requeridos, así como con dispositivos electrónicos de control de seguimiento.

²² Fahrenheit Daniel Gabriel. Físico Alemán(1686-1736).

²³ Johann-Theobald Silbermann fue un instrumentista francés que a mediados del siglo XIX construyó varios de estos instrumentos (Cabanillas, 2008)

4.5 CONSIDERACIONES PRINCIPALES EN EL DISEÑO DE PLANTAS CON HELIÓSTATOS

Son varios los factores que influyen en el diseño de una planta termosolar de torre central y heliostatos, como sucede en la mayoría de los proyectos, entre los más importantes se pueden mencionar los siguientes.

Recurso solar. Las plantas de torre central y heliostatos requieren para su buen funcionamiento y ser económicamente viables un irradiación solar directa de por lo menos 2000 kW/m²/año (5.5. kW/m²/día) Es importante mencionar que técnicamente pueden operar por debajo de este nivel de irradiación.

Almacenamiento. El factor de planta se puede aumentar considerablemente si se implementa un medio de almacenamiento de energía. Si bien, el almacenamiento eleva los costos de inversión, los datos existentes justifican su implementación, pues el factor de planta se eleva considerablemente y los costos de operación y mantenimiento y el costo nivelado se mantienen prácticamente iguales. Así, se han llegado a mencionar factores de planta hasta de 79% para 15 horas de almacenamiento.

Existen varias posibilidades al respecto, como el almacenamiento de calor sensible, calor latente en materiales con cambio de fase o en reacciones químicas reversibles. El sistema más común en la actualidad es el de dos tanques, uno frío y el otro caliente, ambos con la capacidad de contener la totalidad del fluido. En este sistema el fluido al irse calentando se transfiere al tanque caliente y al momento de recuperar el calor, el fluido pasa de nuevo al tanque frío. El fluido más común son sales que se funden a temperaturas superiores a los 150 °C, aunque también se puede utilizar vapor sobre calentado.

Receptor. Su forma y tamaño deben permitir aprovechar la energía solar reflejada evitando el efecto conocido como desbordamiento de flujo, esto es dejar escapar parte de la energía (un 5% aproximadamente) por no alcanzar a recolectarla debido a su tamaño. Este fenómeno está directamente relacionado con la capacidad de los heliostatos de mantener su orientación correcta. Los receptores pueden ser de dos tipos, de cavidad y de recepción energética exterior. Los de cavidad generalmente se ubican a un lado del campo de heliostatos y pueden ser de dos tipos: los de eje horizontal son mejores cuando la altura de la torre es pequeña y los de eje vertical a su vez tienen ventajas cuando la distancia de los heliostatos a la torre es pequeña.

Los receptores de recepción exterior se emplean generalmente cuando se ubican en el centro del campo solar y en su forma más simple es una corona circular que recibe la energía reflejada por los heliostatos. Absorben la energía por la parte exterior y tienen el inconveniente de que sus pérdidas térmicas por radiación y convección son mayores.

Altura de la torre. Una mayor altura de la torre ayuda a reducir los efectos de sombra y bloqueo entre heliostatos por lo que al ser mayor, se obtiene más potencia térmica en el

receptor. Una altura que permite una buena potencia térmica para el receptor es de 110 metros como se ve en la Figura 4.16.

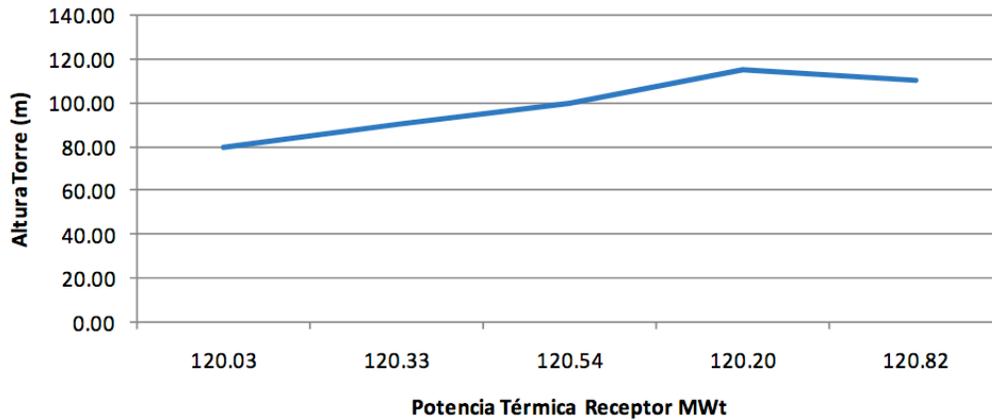


Figura 4.16 Variación de la potencia del receptor en función de la altura de la torre

Fuente: Solis C et. al. 2009

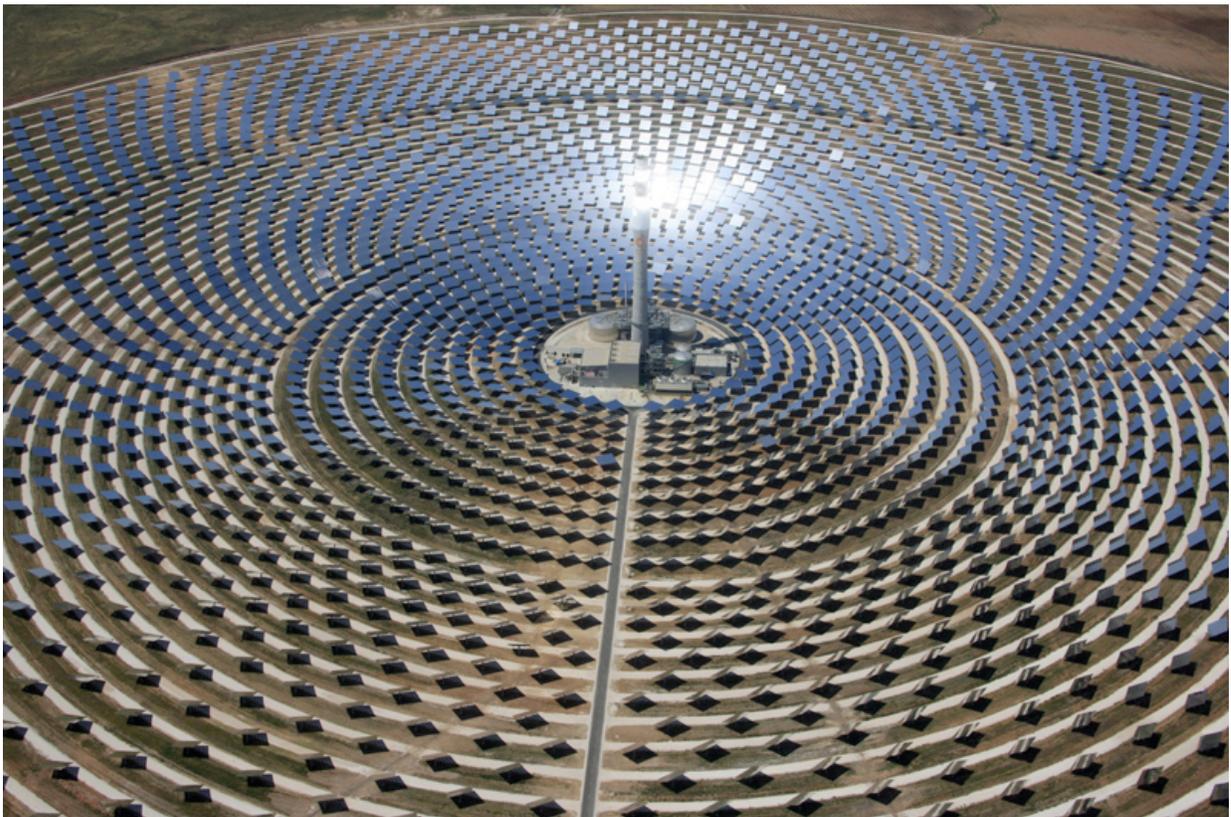


Figura 4.17 Distribución de helióstatos en la Planta Gemasolar

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

Helióstatos. Idealmente los helióstatos podrían cubrir toda la superficie del campo solar, sin embargo esto no es posible en la práctica debido a que se producen entre ellos efectos de sombra, bloqueos y atenuación atmosférica. Generalmente se colocan en forma de anillos concéntricos y en tresbolillo para que su distribución permita aprovechar al máximo la energía

solar disponible (Figura 4.17). El seguimiento del sol se realiza de forma individual mediante células ópticas o de forma colectiva mediante software y una computadora; este último método permite seguir el sol aun en días nublados. Ha de considerarse un sistema para la limpieza de los espejos de manera periódica para mantener la reflectividad de los espejos arriba del 90%. Los espejos actuales reflejan alrededor del 93.5% de la luz que reciben (IRENA, 2012b).

Superficie y condiciones del terreno. Estas plantas requieren de grandes extensiones de terreno como lo indican los datos de las plantas construidas alrededor del mundo; entre 1.6 y 11.3 hectáreas para producir en MW, y el promedio está en 5 ha/MW. Las diferencias tan grandes se deben a que el área cubierta por helióstatos depende de la irradiación solar disponible.

Fluido de transferencia de calor (HTF por sus siglas en Inglés). Cuando se emplea un fluido de transferencia de calor, este debe resistir altas temperaturas para evitar que se degrade, generalmente se emplean aceites como el Therminol.

Caldera auxiliar. Es necesario contar con una caldera auxiliar para ayudar en los casos en los que las sales fundidas se solidifiquen, de esta manera se facilita el arranque de la planta. También ayuda a reducir el número de paradas de la turbina, facilita la operación a plena carga y ayuda a mantener el fluido de transferencia de calor a la temperatura idónea.

LIMITANTES DEL USO DE HELIÓSTATOS

Una de las principales limitantes en el desarrollo de la energía solar y en particular de los sistemas basados en helióstatos ha sido el costo de inversión pues sigue siendo más costoso que las tecnologías de generación a base de combustibles fósiles.

Otra limitante es el poco interés que puede tener la energía solar cuando se cuenta con recursos de origen fósil cuya tecnología para aprovecharse está más desarrollada.

También es un factor importante la existencia de un marco regulatorio que de certidumbre a los inversionistas. En México la energía eólica despegó cuando se dieron facilidades para la inversión y se apostó por esa tecnología desde las esferas gubernamentales, lo que se reflejó en las llamadas “Temporadas abiertas”.

El riesgo tecnológico se hace presente cuando se habla de pocas empresas dedicadas a desarrollar y proveer tecnología para los sistemas de torre central y helióstatos.

La poca experiencia en la operación de plantas de torre central y helióstatos hace que los costos de mantenimiento sean más altos de lo necesario, pues se mantienen inventarios de repuestos no necesarios. Aun así, si esto se maneja correctamente, los costos son menores que para las tecnologías para combustibles fósiles.

Las plantas de concentración solar requieren grandes extensiones de terreno.

La inclinación del terreno es un factor importante, pues esta no debe superar los cuatro metros de variación de altura en cien metros horizontales, esto es 4%. De esta manera se facilita la ubicación y orientación de los helióstatos para evitar efectos de sombra entre ellos.

Otro factor, que ha sido uno de los problemas de las energías renovables es el de la intermitencia de la generación lo que obliga a pensar en medios de almacenamiento de energía para mantener la continuidad del suministro y aumentar así el factor de planta. Aun así persiste el problema de los días nublados.

4.6 COSTOS DE UNA PLANTA DE TORRE CENTRAL

En esta sección se hará una descripción de los costos de una planta de torre central, mostrando una distribución de la inversión inicial, y las formas en que estos costos pueden reducirse en el futuro.

4.6.1 Costos actuales de una planta de torre central

4.6.1.1 Inversión de capital

A diferencia de las plantas de combustibles fósiles, la participación de la inversión inicial en el costo nivelado para plantas termosolares está dominado por la inversión inicial, representando un 80%, dejando el otro 20% para operación y mantenimiento y el seguro de la planta.

Como ya se había mencionado anteriormente, la inversión inicial esta entre 6300 y 10500 USD/kW instalado, dependiendo de la capacidad de almacenamiento. En este sentido, el aumento de costo por el incremento en la capacidad de almacenamiento y el tamaño del campo de helióstatos se ve recompensado con una mayor producción de electricidad y a un menos costo.

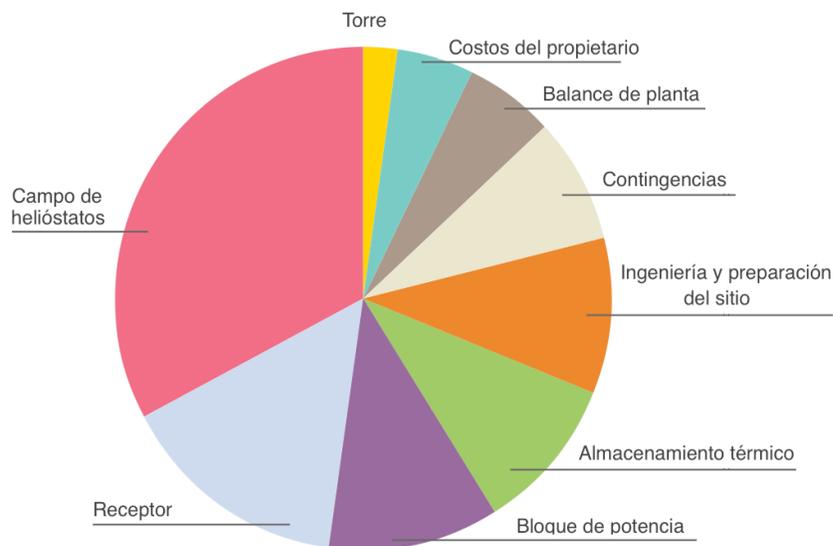


Figura 4.18 Desglose de costos totales para una planta de Torre Central de 100 MW en Sudáfrica

Nota: La planta cuenta con 15 horas de almacenamiento

En una planta de torre central la distribución de costos muestra que la mayor parte está destinada al campo de helióstatos, seguido del receptor. Un ejemplo de distribución de costos, para una planta de torre central se muestra en la Figura 4.18. Los datos corresponden a una planta ubicada en Sudáfrica, cuya inversión fue de 978 millones de dólares y que cuenta con 15 horas de almacenamiento.

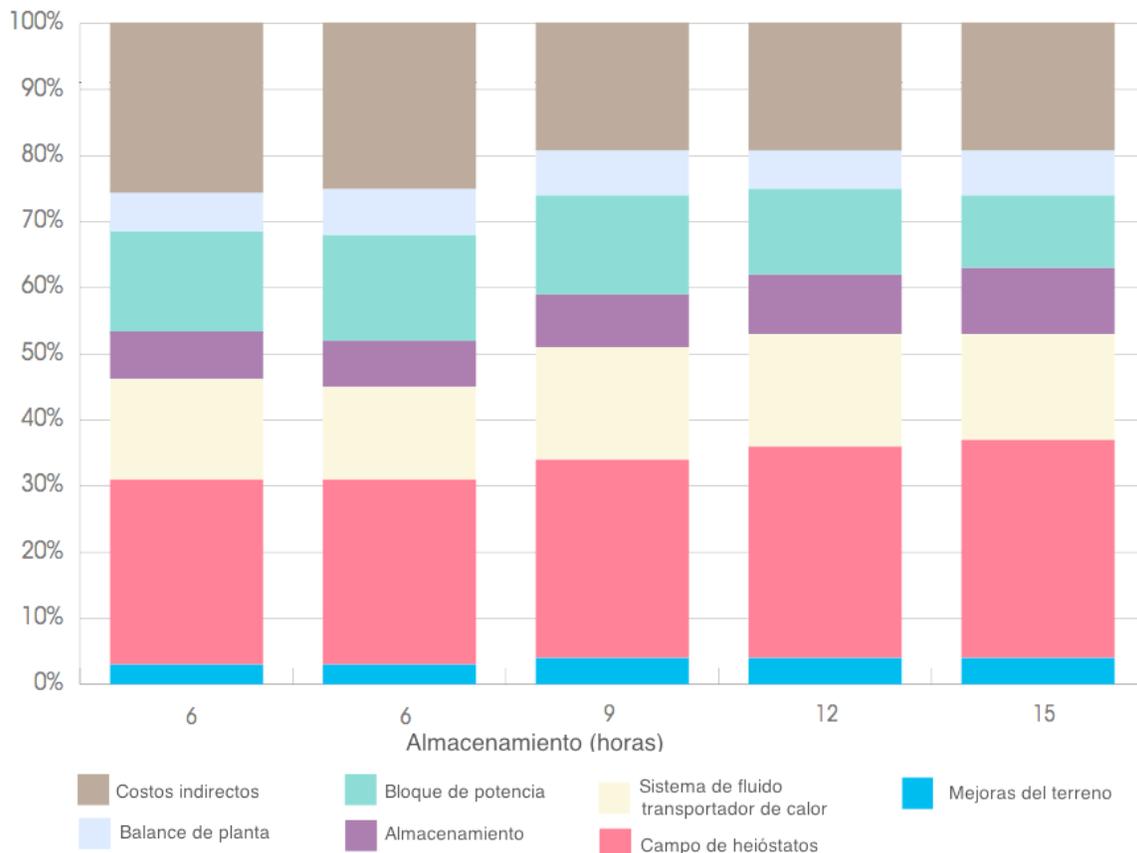


Figura 4.19 Desglose de costos en planta de Torre Central de 100 MW con diferente tiempo de almacenamiento

Fuente: IRENA, 2012b

Nota: El campo de helióstatos incluye cimentaciones, estructuras, espejos y receptores.

La variación de costos y su distribución, de acuerdo a la capacidad de almacenamiento térmico, desde seis hasta quince horas, se muestra en la Figura 4.19. Es importante mencionar que en una comparación entre una planta de torre central y una de canales parabólicos, ambos de inversión muy similar, el costo para nueve horas de almacenamiento es el doble en las de canal parabólico.

4.6.1.2 Operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento son más bajos en las plantas termosolares que en las de combustibles fósiles, y se estiman entre 0.02 y 0.35 USD/kWh. La razón de estas

diferencias se debe a factores como la mano de obra en cada región y al tamaño de la planta. La economía de escalas funciona en este rubro, pues no se reportan diferencias significativas en costos de operación y mantenimiento al pasar de un sistema de almacenamiento de 4.5 horas a 9.

4.6.1.3 Costo de energía generada (Costo nivelado)

El costo nivelado para la energía eléctrica depende de parámetros como la inversión inicial, la capacidad de la planta y su eficiencia, Los costos de mantenimiento, el costo de capital y de la Irradiación Normal Directa. Para plantas de torre central y helióstatos se calculó para 2011 entre 0.20 y 0.29 USD/kWh para un recurso solar bajo y entre 0.14 y 0.18 USD/kWh para un recurso solar alto.

Las plantas termosolares requieren de una Irradiación Normal Directa mayor a $>5 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ (Esto es $>1825 \text{ kWh/m}^2/\text{año}$) para funcionar de manera eficiente y ser rentable económicamente pues a diferencia de la tecnología fotovoltaica no aprovecha la radiación difusa ni la dispersa. Así, entendiéndose que a mayor irradiación directa se produce mayor energía eléctrica, esto se refleja en un costo nivelado menor. De la misma manera, para plantas con diseños y capacidades similares, el costo nivelado será menor dónde el recurso solar sea más alto.

La Figura 4.20 muestra la relación entre el costo nivelado, considerando una base de $2100 \text{ kWh/m}^2/\text{año}$, valor típico para España, donde se han desarrollado varias plantas termosolares. Se espera una reducción gradual de 4.5% para cada $100 \text{ kWh/m}^2/\text{año}$ (IRENA, 2013).

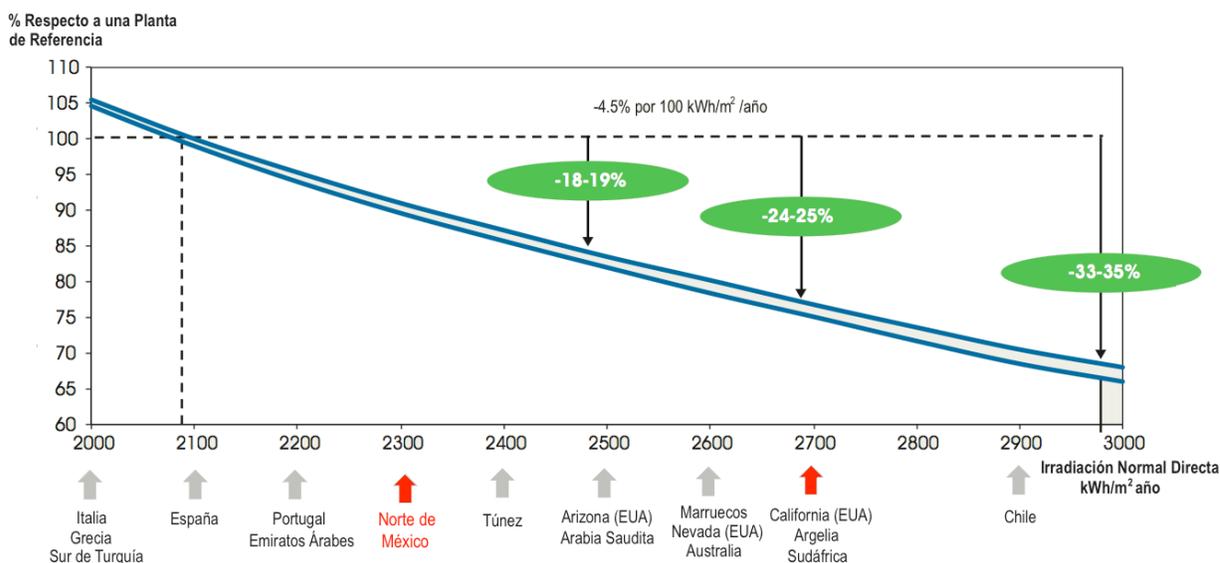


Figura 4.20 Costo nivelado de electricidad en plantas termosolares en función de la Irradiación Normal Directa

Fuente: IRENA, 2013.

4.6.2 Posibilidades para reducción de costos

Las plantas termosolares actualmente producen electricidad a un costo mayor que las tecnologías con combustibles fósiles, sin embargo existen grandes posibilidades de reducir estos costos., Específicamente las plantas de torre central y helióstatos tienen buena oportunidad de reducir sus costos al irse acumulando experiencia en su construcción, operación y mantenimiento así como en las mejoras derivadas de la Investigación y Desarrollo. Como ejemplo de esto se estima que una planta de 100 MW y 6 horas de almacenamiento reduzca sus costos en cerca de 25% del año 2010 al 2020 (Figura 4.21). A continuación se presentan algunas posibilidades para reducir costos de acuerdo a IRENA, 2012b.

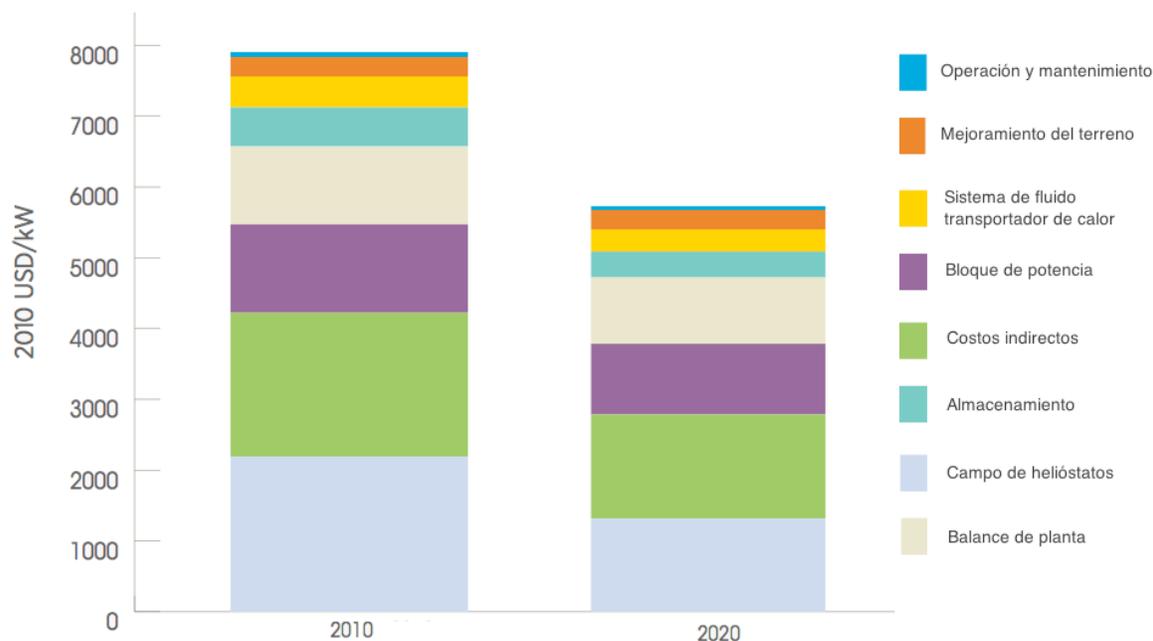


Figura 4.21 Reducción esperada de costos para una planta de Torre Central de 100 MW y 6 horas de almacenamiento

Fuente: IRENA, 2012b.

4.6.2.1 Componentes y funcionamiento

El aumento de la eficiencia, mejoras en el campo de helióstatos, el bloque de potencia y el sistema de transferencia de calor.

Tamaño de la planta

Las plantas desarrolladas al presente tienen tamaño relativamente pequeño. Las plantas que están en construcción son del orden de 100 a 150 MW, sin embargo se considera que se pueden construir plantas de 200 MW de capacidad lo que reduciría considerablemente el costo. La mayoría de las plantas termosolares tienen un tamaño de 50 MW o menos debido a las restricciones que se impusieron en España para poder acceder a los incentivos, pero eso no significa que sea el tamaño óptimo. Así, el incremento de tamaño de la planta de 50 MW a

120 MW reduce el costo de capital en alrededor de 13%. Otras reducciones importantes se dan en acceso a la red, el bloque de potencia y administración de proyecto.

Campo solar (Helióstatos y receptor)

La parte más cara de un campo solar son los espejos y el sistema de seguimiento solar. Actualmente el costo de los heliostatos tamaño pequeño esta entre 196 y 237 USD /m² mientras que los de mayor tamaño están en el orden de 137 y 148 USD/m². No hay un consenso sobre que tamaño es el óptimo, pero se considera que los heliostatos grandes tienen una ventaja de costos al reducir el cableado, número de unidades de seguimiento y control, pero también requieren cimentaciones, pedestales y estructura más costosas. Se espera que cuando se aumente la eficiencia de los heliostatos de menor tamaño esta diferencia de costos sea de sólo unos diez dólares por metro cuadrado.

En este sentido, la mejora en la superficie reflectora es crítica, porque además se requiere que sea resistente a la limpieza periódica y desarrollar formas de reducir el empleo de agua; esto reduce los costos de mantenimiento. Una opción son espejos más delgados con una cubierta superior de plata y otra de polímero plateado para reducir necesidades de soporte.

La torre y el receptor son los elementos de mayor costo, pues representan 20% y 60% del total de la zona de captación, respectivamente. Mejoras para bajar costos implican trabajar con un ciclo Rankine ultra-supercrítico, lo que requiere que el receptor de temperaturas de salida de 650 °C y que resista temperaturas mayores. Para ello se requiere de materiales con mejor absorción, que reduzcan la emisividad infrarroja y las pérdidas térmicas. El uso directo de vapor también puede ayudar a bajar costos y por lo tanto el costo nivelado.

Fluido de transferencia de calor

Actualmente se utiliza aceite térmico para transferir calor del receptor al bloque de potencia, sin embargo esto supone una limitante de temperatura de alrededor de 390 °C. Para alcanzar mayores temperaturas se pueden emplear sales fundidas para transferir el calor, lo que llevaría a temperaturas de salida de 550 °C. Esto permitiría mejorando así la eficiencia de energía térmica a electricidad y reducir los costos por el fluido. Si se aumenta el nivel de concentración se pueden manejar temperaturas de 600-700 °C lo que es compatible con ciclos Rankine ultra-supercrítico, lo que llevaría la eficiencia de 42% a 48 % aproximadamente.

También se considera el empleo de Dióxido de carbono supercrítico como fluido de transferencia de calor para poder alcanzar temperaturas de operación mayores, lo que a su vez requerirá de sistemas de enfriamiento basados en vapor, aire y otros gases en varios ciclos termodinámicos. El enfriamiento es muy importante pues las plantas actuales que enfrían con agua requieren de 2100 a 3000 litros/MWh, mayor a los 800 litros/MWh de las plantas que emplean gas como combustible. Para enfrentar este problema se proponen sistemas de enfriamiento en seco, lo que reduce las cargas parasitarias.

Almacenamiento de energía

El almacenamiento actual se basa en dos tanques de sales fundidas donde la sal representa el 50% y los tanques el 25 % del costo del sistema de almacenamiento. Para reducir los costos de almacenamiento la solución es manejar temperaturas hasta de 650 °C en sales o mayores en otros fluidos, lo que hace necesario trabajar con nuevos materiales y mejorar los diseños. Otra opción es trabajar directamente con vapor. La reducción de costos que se puede lograr al aumentar temperatura puede llegar a ser entre 38% y 69% en 2020.

Balance de Planta y otras factores

La reducción de costos para el Balance de Planta es posible principalmente en los sistemas de almacenamiento de sales, mediante la reducción de pérdidas parásitas a valores cercanos al 10%. Se considera que los costos pueden bajar al crecer la industria termosolar y que haya así mayor competencia que a su vez impulse la el desarrollo de mejor tecnología.

4.6.2.2 Costo de capital

En este punto resalta la importancia de mejorar los costos del campo de helióstatos que, como se mencionó anteriormente, representa un alto porcentaje del costo de la planta.

Otro punto importante es el aumento de la capacidad de almacenamiento y el tamaño del campo solar, con lo que se aumentaría el factor de planta de 48% a 65%. Con estas reducciones, se espera que en costo de capital para una planta comparada con otra del mismo tamaño sea de aproximadamente 28% para el año 2020.

Otras especulaciones al respecto, que también consideran mejoras en el almacenamiento y los helióstatos, además del cambio a ciclos Rankine supercríticos, estiman una reducción de costo de capital de 24% y una elevación del factor de planta hasta un valor de 72% para fechas posteriores al 2020.

Otro factor es la llamada tasa de aprendizaje, o curva de experiencia, que se ha estimado entre 8 y 10% y que depende de las mejoras constantes en la tecnología. Esta tasa lleva a considerar una reducción de costos de 60 a 40% para el año 2020 en un escenario de crecimiento agresivo.

4.6.2.3 Operación y Mantenimiento

Lo experiencia acumulada en plantas de torre central y helióstatos cuentan con relativamente poca experiencia operativa, sin embargo ya se han identificado los puntos que requieren mayor atención y que pueden llevar a una reducción de costos de 23% para el año 2020.

Espejos rotos. El fuerte viento puede causar espejos rotos o separados de su base, lo que reduce su capacidad para reflejar la luz solar. Ese problema que ha representado un 20% de los paros de la planta puede evitarse con películas reflejantes más delgadas, espejos

laminados y reforzando los helióstatos que se encuentran en los extremos del campo solar y por lo tanto más expuestos a la acción del viento.

Fallas en el receptor. Para evitar estos problemas se requieren materiales que no se degraden por el efecto de la luz solar concentrada y que soporten altas temperaturas.

Automatización de mantenimiento preventivo. Se requieren sistemas de monitoreo y diagnóstico en tiempo real lo que ayudaría a dirigir esfuerzos, por ejemplo, a la limpieza automatizada de unos cuantos espejos y no a todo el campo.

Diseño de Planta. Conforme se obtenga mayor experiencia operativa de las plantas de torre y helióstatos se espera que los diseños faciliten el mantenimiento, haciéndolo más barato.

Inventario de repuestos. Actualmente la poca experiencia ha llevado a mantener inventarios de repuestos mayores a lo necesario. En este caso se espera que los repuestos en almacén se reduzcan a lo que realmente es necesario.

CAPÍTULO 5 APLICACIONES DE HELIÓSTATOS

Las aplicaciones de los helióstatos que más ampliamente se mencionan en la bibliografía se han centrado en la captación de energía solar en plantas de Torre Central debido a lo innovador que han resultado. Sin embargo los helióstatos pueden tener otras aplicaciones como se muestra en este capítulo.

5.1 EJEMPLOS PRÁCTICOS DE APLICACIÓN

En este primer punto se presentan los avances que se tienen en la utilización de los helióstatos en lo que al aprovechamiento de la energía solar se refiere, ya sea en forma de luz, calor o para la generación de electricidad.

5.1.1 Plantas que se encuentran en operación

Un listado de las plantas torre central y helióstatos que se encuentran en operación puede verse en el Anexo IV. Los proyectos terminados a finales de 2012 suman una potencia instalada mayor a 300 MW, con plantas instaladas en España, Estados Unidos, India, Australia y Alemania.

Destaca la planta Jülich Solar Tower, instalada en Alemania, por su almacenamiento de energía a base de cerámica porosa como por haber sido construida en una zona con una irradiación solar de $2.47 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ ($902 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$) muy baja para lo recomendado en este tipo de plantas.

5.1.2 Plantas en desarrollo

Existen varios países que han comenzado a aprovechar su potencial en energía solar, uno de ellos es la India que tiene en sus planes alcanzar una capacidad instalada de 20 GW para el año 2022, con plantas tanto fotovoltaicas como termosolares, principalmente en la zona de Rajasthan.

Un listado de las plantas de torre central y helióstatos que se encuentran en desarrollo puede verse en el Anexo IV. Destaca que la mayoría de los proyectos en desarrollo se encuentran en Estados Unidos y que China ya se encuentra desarrollando una planta de 50 MW de potencia.

5.1.3 En aplicaciones domésticas

La empresa estadounidense Wikoda ha desarrollado un helióstato el cual refleja la luz solar y la dirige a una zona de la casa que se desea, por ejemplo una ventana, una acera helada, o en un jardín a la sombra. El Sunflower Home Heliostat, como se le ha llamado refleja un foco de hasta medio metro de sol y cuenta con seguimiento a dos ejes (Figura 5.1). Según la compañía, proporciona hasta 500 W de energía solar y hasta 50.000 lúmenes de luz solar (el equivalente a 50 bombillas de 60 W) mediante una superficie reflectora de 0.5 m^2 , todo por un costo de 300 dólares aproximadamente.



Figura 5.1 Sunflower Home Heliostat

(Fuente: www.wikoda.com)

Otro ejemplo de heliostatos para iluminar hogares son los de la empresa Solar MEMS Technologies; el SIR-1.5 y el SIR 9.0, de 1.5 y 9.0 m² de superficie reflectora respectivamente (Figura 5.2). La eficiencia energética, esto es su reflectividad, es del 88% y requieren muy bajo mantenimiento. Requieren conexión a la red con un consumo de 5Wh aproximadamente, y aunque es un consumo bajo es una desventaja respecto a los de la empresa Wikoda que son autosuficientes.

Otra aplicación doméstica de los heliostatos con seguidor a dos ejes son los hornos solares. En su diseño básico constan de un heliostato, un concentrador parabólico fuera de eje y la cámara de cocción como se muestra en la Figura 5.3. Estos sistemas se pueden alcanzar temperaturas de 100 °C se emplean para cocinar alimentos, para deshidratar frutas o para la cocción de ladrillos entre otros usos.

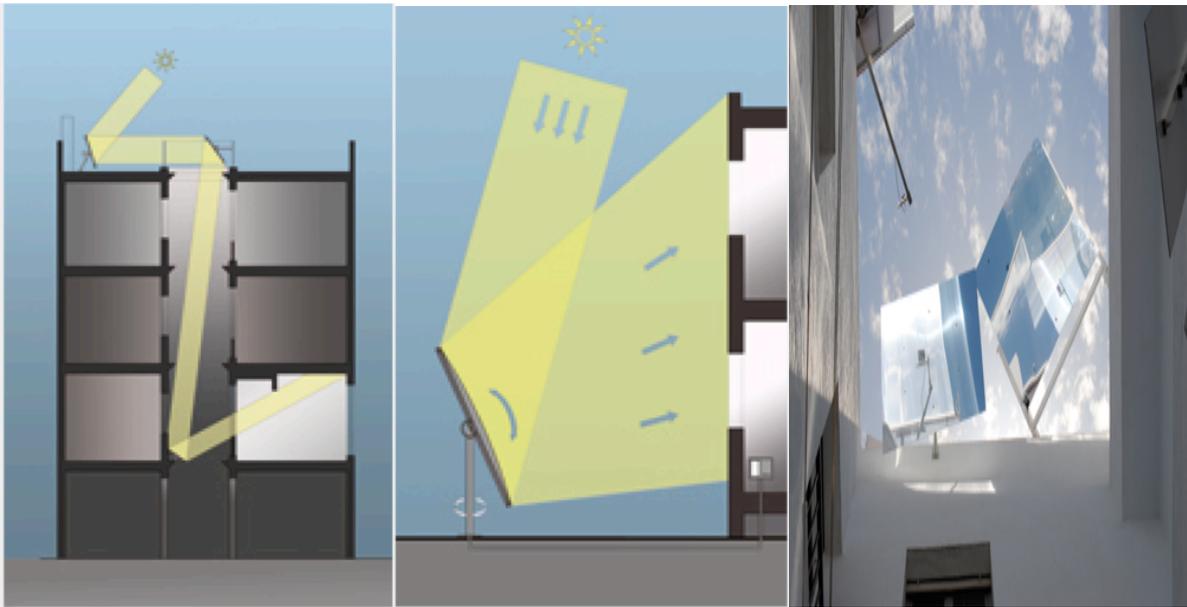


Figura 5.2 Helióstatos de la empresa MEMS Technologies y ejemplo de aplicación
 (Fuente: <http://www.solar-mems.com>)

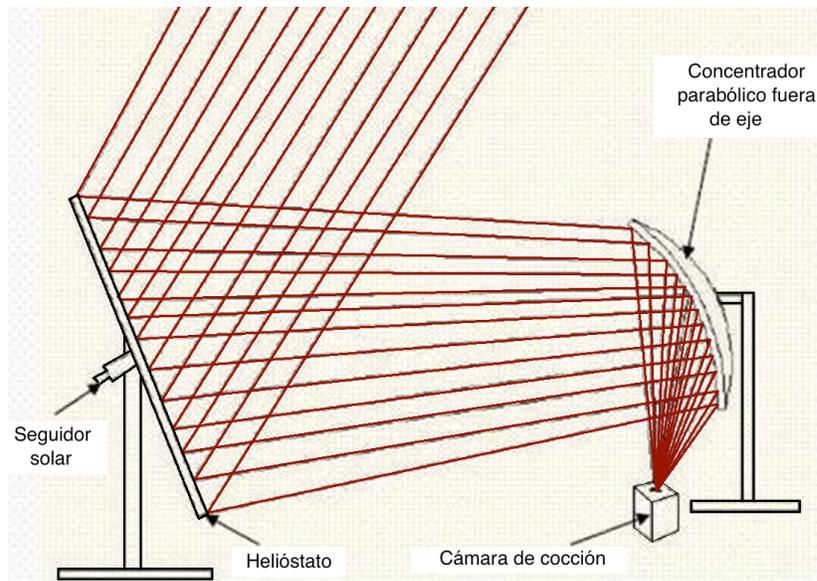


Figura 5.3 Partes de un horno solar

Otros usos de los helióstatos pueden ser:

- Enfocar los helióstatos para el secado de ropa
- Concentrar luz solar para dirigirla a un panel fotovoltaico
- Apoyar en el cultivo de huertos durante el invierno
- Apoyo a los sistemas de calefacción en edificios

- Desalinización de agua
- Deshielo de techos
- Calentar agua de piscinas

5.2 DESARROLLO DE LOS SISTEMAS DE HELIÓSTATOS COMO UN ÁREA DE OPORTUNIDAD

Después de revisar la información existente sobre las formas de aprovechar la energía solar se puede notar que los sistemas de heliostatos pueden ser de mucha utilidad, desde el ámbito doméstico hasta el industrial. Es este punto es importante recordar además que el recurso solar disponible es extenso, y prácticamente ilimitado, dada la ubicación geográfica del país.

Una de las principales áreas donde se puede comenzar a aprovechar la energía solar dada la situación tecnológica actual es como campos de captación solar junto a las centrales de ciclo combinado o las centrales de carbón. Así se lograría, como se ha hecho en otros países aprovechar el calor para calentar el agua y reducir de esta manera el consumo de combustibles.

Sin embargo, la construcción de una planta de torre central y heliostatos, que aun no se ha explorado en México aun cuando representa una opción viable si se considera que los costos para su construcción se han reducido considerablemente.

También hay que recordar que dada la experiencia que se ha obtenido los costos de mantenimiento se han reducido significativamente. Esto se ha logrado al definir los elementos que son más apropiados para estas instalaciones y al reducir la lista de materiales y refacciones que se adquieren al momento del arranque de la planta.

Es importante mencionar la necesidad de impulso a la tecnología de aprovechamiento de fuentes de energía renovables y que dado el plan de desarrollo de las energías renovables en Mexico, la energía solar puede recibir un fuerte impulso, destacando las oportunidades que genera:

Una oportunidad para atraer inversión a México

Una oportunidad para contribuir a la mitigación del cambio climático

Una oportunidad para el desarrollo de tecnología de punta

Una oportunidad para elevar la competitividad nacional

Una oportunidad de crecer en un mercado aun no explorado en México

Una oportunidad para generar empleos

Una oportunidad para generar una cadena de valor

Una oportunidad de generar electricidad mediante una fuente renovable prácticamente inagotable

Una oportunidad de aprovechar grandes zonas que por sus condiciones de alta irradiación solar es difícil darles otro uso

Una oportunidad de alcanzar y superar la meta de 35% de energías renovables en el sistema eléctrico nacional para el año 2024.

5.3 EVALUACIÓN PRELIMINAR DE UNA PLANTA DE TORRE CENTRAL EN MÉXICO

Para dar una idea de lo que implica la instalación de una planta de torre central y heliostatos en México se hará un breve ejercicio en el que se indica la posible ubicación y los costos de instalación. Se presentan también los ingresos por generación y la Tasa Interna de Retorno del proyecto.

Ubicación

Se propone ubicar la planta en el norte del país, específicamente en las cercanías de la ciudad de Hermosillo, Sonora. Se elige esta zona por la disponibilidad de terrenos llanos, la alta irradiación solar directa, la cercanía del río Sonora y la posibilidad de conectarse a la red de 230 kV del Sistema Eléctrico Nacional.

Irradiación Solar

La irradiación solar para la localización propuesta se presenta en la **Tabla 5.1** así como la energía que puede ser generada por la planta en cada mes.

Tabla 5.1 Irradiación Solar Directa en las inmediaciones de Hermosillo Sonora

MES	DÍAS/MES	HORAS DE SOL	IRRADIACIÓN SOLAR DIRECTA (kWh/m ² día)	ENERGÍA APROVECHABLE (MWh)
Enero	31	186	4.0	76,296.5
Febrero	28	147	4.6	77,859.6
Marzo	31	233	5.4	101,193.3
Abril	30	223	6.6	119,691.0
Mayo	31	316	8.3	155,537.9
Junio	30	328	8.5	154,147.5
Julio	31	315	6.9	129,302.6
Agosto	31	335	6.6	123,680.7
Septiembre	30	229	6.7	121,504.5
Octubre	31	257	6.0	112,437.0
Noviembre	30	220	4.7	85,234.5
Diciembre	31	154	3.9	73,084.1
Promedio o suma	365	2,943	6.0	1,085,676.8

Cálculo de la energía generada por mes

La energía eléctrica que se puede generar con la planta propuesta se calcula multiplicando la irradiación solar diaria por la eficiencia de conversión de energía solar a eléctrica. Por ejemplo, para el mes de enero:

Irradiación Normal directa enero = 4.0 kWh/m² día

Superficie de espejos de la planta = 3,028,800 m²

Eficiencia del campo solar = 0.54

Eficiencia del ciclo de vapor = 0.36

Eficiencia del generador = 0.9

Días por mes = 31 días

Energía Eléc.=(4.0 kWh/m² día)(3,028,800 m²)(0.54)(0.36)(0.9)(31 días)=76,296,538.14 kWh

Energía Eléctrica = (76,296,538.14 kWh)(1 MW/1000MW) =76,295.5 MWh

Este cálculo puede simplificarse si se multiplican las eficiencias del campo solar , el ciclo de vapor y el generador, obteniendose la eficiencia de conversión del campo solar a energía eléctrica, que en este caso es de: (0.54)(0.36)(0.9) = 0.17

Características principales de la planta y desglose de costos²⁴

Para Tecnología de Torre Central y Helióstatos y una vida útil de la planta de 30 años, las características principales se presentan de una planta de 200 MW se presentan a continuación:

INDICADOR	UNIDADES	VALORES ESTIMADOS
Tamaño de la planta	MW	200.00
Capacidad del receptor	MWt	1,400.00
Área de los Heliostatos	m ²	150.00
Área del Campo Solar	m ²	3,028,800.00
Area total	ha	757.2
Almacenamiento térmico	Horas	13.00
	MWht	6,760.00
RENDIMIENTO		
Factor de Planta	%	0.65
Fracción Solar		1.00
Insolación Normal Directa	kWh/m ² /año	2,196.08
Eficiencia Solar a eléctrica anual	%	0.17
Producción Energética Anual	MWh/año	1,138,800.00

²⁴ Siguiendo la metodología de *Solar Power Tower*, *SolarPaces*, 2009, ajustando los valores de irradiación solar directa y el costo del terreno, entre otros.

COSTOS		
Estructuras y Mejoras	USD\$/kW	50.00
Sistema de Helióstatos	USD\$/kW	1,100.00
Torre/Sistema receptor	USD\$/kW	250.00
Almacenamiento térmico	USD\$/kW	350.00
Sistema de generación	USD\$/kW	85.00
Turbinas	USD\$/kW	400.00
Sistema de control	USD\$/kW	15.00
Subtotal A	A*0.1	2,250.00
Ingeniería	USD\$/kW	225.00
Subtotal B		2,475.00
Proyecto/Proceso	B*0.15	371.25
Subtotal de la Planta	USD\$/kW	2,846.25
Terreno (a 2,500USD/ha)	USD\$/kW	11.36
Costo total requerido	USD\$/kW	2,857.61
	PLACA	
	USD\$/kW PICO	965.00
	USD\$/m2	210.00
COSTO TOTAL DE PLANTA	USD	571,521,600.00

El factor de planta se calcula comparando la energía real producida con la que se podría generar las 24 horas de los 365 días; en este caso es como sigue:

$$FP = [(1,138,800 \text{ MWh/año}) / (200 \text{ MW} \times 365 \text{ días} \times 24 \text{ h})] \times 100 = 65 \%$$

La fracción solar de “1” indica que sólo se trabaja con energía solar.

Indicadores económicos

Valor de venta en el mercado: 116.07 USD/MW (De acuerdo a tarifas de la CFE)

Ventas anuales: 132,180,516.00 dolares

Costos de operación y mantenimiento: 27,148,882.56 dólares

Flujo de caja anual: 105,031 633.44 dolares

Tasa Interna de Retorno: 18.26%

Valor Presente Neto: 2,579,427,403.20 dólares

Recuperación de la inversión: 5.44 años

Estos datos permiten apreciar que el proyecto de torre central y heliostatos es viable para su construcción. Cabe mencionar que la Tasa Interna de Retorno obtenida es mayor que la tasa de descuento que utiliza la Comisión Federal de electricidad; dicha tasa es del 12% y es la que se emplea para la evaluación de sus proyectos de inversión. Cabe mencionar que proyectos como la hidroeléctrica La Yesca y la central eólica Oaxaca I tienen Tasas Internas de Retorno de poco más de 16%, según datos de la CFE.

CAPÍTULO 6 IMPULSO Y LIMITANTES A NUEVAS TECNOLOGÍAS

En los capítulos anteriores se mencionaron los beneficios para el ambiente de las energías renovables. Sin embargo pese a estos beneficios su crecimiento aún no ha sido en el grado que se desea pues sus costos aun no ofrecen una ventaja competitiva por si solos. Esto se debe a que las energías convencionales no consideran todos sus costos en especial los de carácter ambiental y los relacionados con el riesgo de suministro.

Una de las principales condiciones para el despliegue de las tecnologías renovables es un avance tecnológico y la existencia de un marco regulatorio que de un fuerte impulso a su crecimiento ofreciendo rentabilidades acordes a los riesgos. Afortunadamente en México ya se han dado los primeros pasos en este sentido por lo que se espera que en los próximos años las energías renovables presenten un fuerte crecimiento, algo que es notable ya en el campo eólico.

6.1 MECANISMOS PARA EL IMPULSO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Entre los mecanismos reguladores empleados para impulsar el crecimiento de energías destacan tres; Sistema de primas, certificados verdes negociables y subastas. El primero de estos mecanismos se considera un sistema basado en precio y los dos últimos basados en cantidades de producción.

Estos mecanismos se han aplicado en diferentes países con resultados diversos. A continuación se describen los principales mecanismos de impulso a las energías renovables (Rider C, 2006 y Sáenz de M G, 2007).

A principios de 2012 las más comunes son: Primas y cuotas (Obligaciones certificadas o RPS en Inglés) según REN21, 2012. A continuación se describen estos mecanismos.

6.1.1 Subasta de potencias

Este mecanismo consiste en que el organismo regulador de la política energética de un país determina una potencia objetivo a instalar en un periodo determinado y organiza una subasta en la que los posibles productores ofertan el incentivo económico que necesitan para decidirse a invertir.

Se consideran las ofertas que alcanzan a cubrir la potencia requerida, comenzando por la más barata y la oferta de la última aceptada marca el precio de la subasta si es una subasta marginalista o bien cada participante recibe el valor de su oferta si es una subasta "a precio ofertado" (pay-as-bid). El objetivo es minimizar el costo económico de la ayuda y ajustarla a las necesidades reales.

Es un buen mecanismo, pues garantiza la compra de la energía producida por un periodo determinado, sin embargo, se han presentado casos de proyectos ganadores que no se

materializan debido a imprevistos económicos y técnicos que no supieron valorar adecuadamente cuando ofertaron.

6.1.2 Certificados verdes

Este mecanismo consiste en obligar al consumo de una cierta cantidad de energía producida por determinadas tecnologías, que deben estar certificadas por el organismo regulador. Esto se logra imponiendo a los distribuidores de energía una cuota o porcentaje a cubrir con energía de origen renovable.

Los distribuidores tiene que adquirir tantos certificados verdes como obligaciones de compra se le hayan impuesto. El exceso o déficit en la oferta de este tipo de energía sobre la cantidad estipulada de compra por la demanda definirá un precio de mercado del certificado.

Los productores de energía renovable reciben así dos ingresos: el precio de la electricidad vendida, de acuerdo a los precios del mercado y el precio de la venta de los certificados verdes

Una de las principales dificultades de este mecanismo es la enorme volatilidad que puede presentar el precio del mercado de los certificados verdes lo cual ahuyenta a los inversores. Una solución a este problema podría consistir en asociar los certificados a contratos de medio y largo plazo, que proporcionen mayor estabilidad a los precios.

6.1.3 Primas

Este mecanismo, también conocido en Ingles como *feed-in tariffs*, ha demostrado su eficacia en España y Alemania, países donde se ha implementado. Consiste en fijar una ayuda en función de la producción de electricidad (la prima) que incentive la inversión. Consiste en fijar el precio para obtiene una determinada cantidad, de manera que si se ha sobreestimado el precio, se obtendrán mayores cantidades que la prevista, con el consiguiente mayor costo; si se ha subestimado el precio, no se obtendrán las cantidades deseadas.

El precio de las primas se revisa cada cierto tiempo para corregir las desviaciones, aunque en ningún caso se disminuye su valor porque ello podría provocar la recesión de las inversiones. El mayor inconveniente de este mecanismo es que el costo que se ha pagado ha resultado mayor que el que se hubiera pagado con otros mecanismos, que por otro lado, han resultado ser menos eficientes.

Sus principales características son las siguientes:

Acceso garantizado a la red de distribución

Contrato a largo plazo que garantiza la compra y consumo de la electricidad generada

Precios superiores a los costos de generación para asegurar rentabilidad al productor.

6.1.4 Costos evitados

Esta regulación consiste en remunerar estas instalaciones en función de todos los costos que le están evitando al sistema. Esto se realiza considerando dos factores; Uno fijo que es la potencia instalada, que remunera la inversión y uno variable que es función de la producción.

Se pueden estimar otros costos evitados como los asociados a emisiones medioambientales o a los ahorros en inversión y pérdidas de la red de transporte.

6.1.5 Internalización de costos

Este mecanismo reconoce mediante una remuneración explícita costos que no están considerados en el precio de la energía. El más evidente es el medioambiental, pero puede haber otros, como el ahorro en inversiones de red y en las pérdidas o de tipo social. Es un concepto muy cercano al de costos evitados sólo que enfocado a los costos no internalizados, incorporarlos a la remuneración que percibe esta tecnología vendiendo libremente su energía y que sea el propio valor de mercado el que determine las oportunidades de desarrollo de tecnología.

Tabla 6.1 Características principales de los mecanismos de apoyo

	APOYO DIRECTO AL PRECIO	CERTIFICADOS VERDES NEGOCIABLES	SUBASTAS
Eficiencia	Alta, cuando los niveles tarifarios están bien definidos. Mejor con sistemas en función de las horas de funcionamiento	Con único producto se sobre retribuye a las tecnologías más económicas. Mayor coste por mayor prima de riesgo. Problema de definir correctamente la penalización	En teoría elevada; pero no más eficiente. En la práctica, los costes administrativos y las penalizaciones generan ineficiencias.
Competencia entre generadores	Intensa para desarrollar los proyectos más eficientes	Muy elevada, pero el riesgo implícito puede desincentivar la participación de agentes pequeños	Sólo antes de la subasta. Los costes administrativos pueden reducir competencia al desincentivar a los agentes pequeños
Riesgo para el regulador	Riesgo reducido en precio. En cantidad, se puede limitar estableciendo límites de potencia a instalar	Riesgo elevado en precio. En cantidad, relacionado principalmente con el nivel de la penalización	Riesgo elevado, tanto en cantidad como en precio
Riesgo para el productor	Reducido, por lo que su prima de riesgo también lo será	Muy elevado - riesgo de exceso de capacidad, de nivel de la penalización, del precio del mercado de energía, entre otros-	Reducido - casi únicamente riesgo de penalizaciones por incumplimiento-
Eficacia	Alta	Media	Reducida
Aplicación	Sencilla	Muy compleja	Compleja

Fuente: Sáenz de M G, 2007

El problema de este mecanismo está en determinar adecuadamente el valor de los costos, lo que a menudo se vuelve muy complejo y que, si no se aplica universalmente, puede colocar a unos países en desventaja competitiva con respecto a otros.

En la Tabla 6.1 se presenta una comparación de los principales mecanismos de apoyo a las energías renovables.

En México no existe un esquema de primas, sin embargo existe el Comité Mexicano para Proyectos de Reducción de Emisiones y de Captura de Gases de Efecto Invernadero, que regula y emite cartas de aprobación a los proyectos para que puedan participar en el llamado Mecanismo de Desarrollo Limpio. Así se permite que los proyectos puedan comercializar Certificados de Emisiones Reducidas (CERs) o Bonos Verdes²⁵.

Otros incentivos para las energías renovables que se pueden identificar en México son los siguientes:

1. *Depreciación Acelerada*. Deducción del 100% en el primer año de operación de la inversión total en equipo de generación con energía renovable.
2. *Banco virtual de energía (almacenamiento virtual)* Aplicable en proyectos de autoconsumo, la energía inyectada se monetiza al valor de la tarifa en el nodo de interconexión y se compara contra el consumo en el nodo del consumidor, pudiéndose “almacenar” energía utilizada hasta por 12 meses.
3. *Cargo por porteo preferencial tipo estampilla postal*. Cargo de transmisión fijo para toda la red nacional independiente del punto de inyección y/o el de consumo, a un costo reducido con respeto al cargo convencional para otras tecnologías.

Nacional Financiera, S.N.C. (NAFIN), por su parte, también participa en el impulso a proyectos de energía renovable con modalidades como las siguientes:

1. Fondeo: Fondeo con Recursos de Organismos Financieros Internacionales: Líneas multinacionales como Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Banco Mundial, Banco Alemán de Desarrollo (KfW), Corporación Financiera Internacional (CFI), que buscan proyectos piloto escalables para transferencia tecnológica baja en carbono.
2. Toma de riesgo en igualdad de condiciones: El mecanismo ofrece el financiamiento con deuda, a proyectos de energía renovable en construcción o en operación. El nivel de participación de NAFIN sería de, máximo, hasta el 25% del total del financiamiento (Club Deal²⁶).

²⁵ También se les conoce como Certificados de Emisiones, Bonos de Carbono, Certificados Verdes O créditos de Emisiones de Dióxido de Carbono.

²⁶ Son aquellas operaciones en que diversos bancos participan como directores conjuntamente en lo que suele llamarse un sindicato, donde el banco al que dirige se le llama colocador principal.

3. Emisión de capital y colocación de deuda: Según los montos de inversión y la calificación de riesgo de los proyectos, se pueden obtener recursos en el mercado de valores para colocar capital y emitir deuda a largo plazo.
4. Esquemas de liquidez: NAFIN propone nuevos esquemas de apoyo (a evaluarse en cada caso) para apoyar en la liquidez de los proyectos en caso de sustitución de Off-Taker²⁷ o de falta de recursos derivado de una caída en las tarifas.

Un ejemplo claro de incentivo al desarrollo de las energías renovables en México se ha dado en las centrales eólicas. Esto se ilustra en que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) Aprobó una metodología para que en la determinación del costo del servicio de transmisión se tome en cuenta el factor de planta mensual de la central eólica, y de esta manera disminuir los costos por el uso de la infraestructura de transmisión (SENER, 2012a).

La comisión Reguladora de Energía (CRE) publicó el 29 de junio, en el Diario Oficial de la Federación, la resolución RES/207/2011, que contiene las disposiciones generales para regular el acceso a la CFE de nuevos proyectos de generación de energía eléctrica con tecnologías renovables o generación eficiente. El 8 de agosto de 2011 la CRE publicó la convocatoria para la celebración de temporadas abiertas de reserva de capacidad de transformación y transmisión de energía eléctrica en Oaxaca, Tamaulipas y Baja California para proyectos eólicos y Puebla para proyectos hidroeléctricos. La cantidad y capacidad de generación de los proyectos de la Temporada abierta se definen en el acuerdo publicado por por la CRE el 19 de octubre de 2012 (SENER, 2012a).

6.2 INSTITUCIONES INVOLUCRADAS EN LAS ENERGÍAS RENOVABLES

6.2.1 Instituciones Nacionales

Las instituciones que regulan todo lo relacionado a las energías renovables son la Secretaría de Energía (SENER), la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la Comisión Nacional para el Uso eficiente de la Energía (CONUE) y la Comisión Federal de Electricidad (CFE). A continuación se describen las funciones de cada una de estas instituciones.

La SENER establece las líneas generales de política, a su cargo esta asegurar la coherencia de la política energética nacional, planificar de manera metódica el desarrollo del sector, procurar que se optimice el uso de los recursos energéticos, promover las fuentes renovables de energía y aplicar un marco regulatorio transparente que de certidumbre, facilitando condiciones de competencia y desarrollo energético. Por su parte, la SHCP interviene en este esfuerzo a través de la determinación de precios de los servicios públicos.

La CRE, creada en 1993, regula a las industrias del gas natural y electricidad. Otorga los permisos para los productores externos de energía, aprueba los contratos marco para la

²⁷ Comprador comprometido mediante un contrato para adquirir la producción de una empresa.

provisión de energía, y las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones que reciben los proveedores privados de energía.

La Comisión Nacional para el Uso eficiente de la Energía (**CONUE**), anteriormente llamada CONAE, además de promover el aprovechamiento sustentable y el uso eficiente de la energía, fomenta también el uso de las energías renovables. Junto con el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), el cual tiene como función promover y apoyar la investigación tecnológica en el sector eléctrico incluyendo la vinculada a las energías renovables, promueven el desarrollo de condiciones que faciliten el crecimiento de las energías renovables en México.

Por último, la Comisión Federal de electricidad (**CFE**), la empresa estatal que provee la energía eléctrica en México; generando la mayor parte y distribuyendo el 100%, después de que en octubre de 2009 desapareciera Luz y Fuerza del Centro que se encargaba de generar y distribuir en el Centro del País, cubriendo el Distrito Federal, 80 municipios del Estado de México, dos de Morelos, dos de Puebla y cinco de Hidalgo.

Otros organismos que se pueden identificar en México son los siguientes:

La Comisión Intersecretarial de Cambio Climático (CICC) fue creada mediante un decreto presidencial el 24 de abril de 2005 y funge como Autoridad Nacional Designada de México ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC). Su principal función es coordinar las acciones de las dependencias involucradas en las políticas nacionales para la prevención y mitigación de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), así como promover el desarrollo de programas y estrategias de acción climática relativos al cumplimiento de los compromisos suscritos por México como el Protocolo de Kioto. Cuenta con cuatro grupos de trabajo:

El Grupo de Trabajo para el Programa Especial de Cambio Climático (**GT-PECC**) es coordinado por la Subsecretaría de Planeación y Política Ambiental de la SEMARNAT y reúne la información para los Reportes Públicos Anuales de Acción Climática de la CICC (anexos).

El Comité Mexicano para Proyectos de Reducción de Emisiones y Captura de Gases de Efecto Invernadero (**COMEGEI**) fue creado el 23 de enero de 2004. Está coordinado por la Subsecretaría de Planeación y Política Ambiental de la SEMARNAT y se encarga de promover, difundir y evaluar proyectos del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL, previsto en el Artículo 12 del Protocolo de Kioto), así como de la expedición de las Cartas de Aprobación para hacer constar la participación voluntaria de los involucrados en proyectos del MDL y su contribución al desarrollo sustentable de México.

El Grupo de Trabajo sobre Negociaciones Internacionales (**GT-INT**) es coordinado por la Secretaría de Relaciones Exteriores, a través de su Dirección General para Temas

Globales. Su función es apoyar la concertación intersecretarial de las posiciones que México presenta en foros internacionales, particularmente en las Conferencias de la CMNUCC y sus órganos subsidiarios.

El Grupo de Trabajo sobre Adaptación (**GT-ADAPT**) fue creado el 12 de octubre de 2006 y bajo la coordinación del Instituto Nacional de Ecología (INE) tiene a cargo el proponer a la CICC políticas y estrategias transversales de adaptación.

Consejo Consultivo de Cambio Climático (CCCC o C4). Es el órgano permanente de consulta de la CICC y está constituido por 23 especialistas de los sectores académico, social y privado. Su función es dar seguimiento a los trabajos de la Comisión, evaluar su desempeño y presentarle recomendaciones para mejorar o fortalecer sus acciones.

Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE). Es un centro de investigación creado el 1 de diciembre de 1975 para ser un organismo estrechamente vinculado a la industria eléctrica y en particular a la Comisión Federal de Electricidad. Está dedicado principalmente a las áreas eléctrica y contribuyendo así a asegurar el crecimiento armónico del sector eléctrico, como parte esencial del desarrollo económico del país. Una de sus líneas de investigación es el de las energías renovables entre las que se encuentran la energía solar.

Las cámaras y asociaciones relacionadas con las energías renovables:

Asociación Mexicana de Energía

Asociación Mexicana de Cogeneración y Abastecimiento

Asociación Mexicana de Energía Eólica

Cámara Nacional de Manufacturas Eléctricas (CANAME)

Asociación Mexicana de Proveedores de Energías Renovables (AMPER)

Asociación Nacional de Energía Solar (ANES)

Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE)

Asociación Geotérmica Mexicana (AGM)

Red Mexicana de Bioenergía (REMBIO)

6.2.2 Instituciones Internacionales

A la fecha se puede afirmar que la mayoría de los países han creado organismos que de manera local están encaminados a preservar el medio ambiente y a impulsar el desarrollo de energías renovables en mayor o menor medida. A nivel internacional se pueden reconocer organismos reguladores como los siguientes:

Fondo para el Medio Ambiente Mundial (GEF, por sus siglas en Inglés)

Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD, por sus siglas en Inglés)

Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC)

Protocolo de Kioto

Algunos organismos internacionales relacionados con las energías renovables son los siguientes:

ACORE - American Council On Renewable Energy

GWEC - Global Wind Energy Council

IGA - International Geothermal Association

IHA - International Hydropower Association

INFORSE - International Network for Sustainable Energy

IRENA - International Renewable Energy Agency

ISES - International Solar Energy Association

LAWEA - Latin America Wind Energy Association

OLADE - Organización Latinoamericana de Energía ()

REN21 - Renewable Energy Policy Network for the 21st Century

SEIA - Solar Energy Industries Association

WBA - World Bioenergy Association

WCRE - World Council for Renewable Energy

WWEA - World Wind Energy Association

Es importante mencionar que hay más organismos, pero estos son los más conocidos e influyentes en el mercado de las energías renovables y sólo se mencionan como referencia.

6.3 LEGISLACIÓN APLICABLE EN MÉXICO

El artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos establece que la industria eléctrica para la prestación del servicio público está reservada al Estado.

La Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en Materia Nuclear regula la exploración, la explotación y el beneficio de minerales radioactivos, así como el aprovechamiento de los combustibles nucleares, los usos de la energía nuclear, la investigación de la ciencia y técnicas nucleares, la industria nuclear y todo lo relacionado con la misma.

La Ley de Guas Nacionales es reglamentaria del Artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de aguas nacionales y tiene por objeto regular la explotación, uso o aprovechamiento de dichas aguas, su distribución y control; así como la preservación de su cantidad y calidad para lograr su desarrollo integral sustentable. En el Artículo 80° de la Ley se establece que no se requerirá concesión para la explotación, uso o

aprovechamiento de agua cuando sea para generación de energía hidroeléctrica para personas físicas o morales, en corrientes de ríos y canales, sin desviar las aguas ni afectar su cantidad ni calidad, y cuya capacidad de generación no exceda de 30 MW.

La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), que apareciera en 1975, regula la provisión de electricidad en México. Esta ley no permite la libre compra-venta de energía entre particulares. Permite en cambio la generación eléctrica por parte de particulares, ya sea para autoabastecerse (suplir su propio consumo de energía), o para complementar procesos productivos mediante la cogeneración (producción de energía eléctrica conjuntamente con energía térmica secundaria). En estas dos opciones, autoabastecimiento y cogeneración, los usuarios deben participar en el capital accionario de la empresa generadora, y contar con un permiso de generación de la CRE.

La Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE), publicada el 28 de noviembre de 2008, tiene el objetivo de regular el aprovechamiento de fuentes de energía renovables y las tecnologías limpias para generar electricidad con fines distintos a la prestación del servicio público de energía eléctrica, así como establecer la estrategia nacional y los instrumentos para el financiamiento de la transición energética.

La Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (LASE) tiene como objeto propiciar un aprovechamiento sustentable de la energía mediante el uso óptimo de la misma, en todos sus procesos y actividades, desde su explotación hasta su consumo. En su capítulo segundo del Título Segundo, referente al Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, se destaca el establecimiento de estrategias, objetivos y metas para el uso óptimo de la energía, que encuentran aplicación en prácticamente todo el sector energético. Este Programa se elabora en los términos de la Ley de Planeación.

La Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos regula la asignación y revocamiento de permisos para la producción, el almacenamiento, el transporte y la distribución por ductos, así como la comercialización de Bioenergéticos.

Ley General de Cambio Climático establecen las disposiciones para enfrentar los efectos adversos del cambio climático y reglamenta las disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de medio ambiente y desarrollo sustentable.

Ley del Impuesto sobre la Renta. La modificación publicada el primero de diciembre de 2004 en el DOF establece que los contribuyentes que inviertan en maquinaria y equipo para la generación de energía proveniente de fuentes renovables, pueden deducir el 100% de la inversión en un solo ejercicio.

El modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en Mediana Escala (CIFER) tiene como objetivo realizar y mantener durante la vigencia del mismo, la interconexión entre el Sistema y la Fuente de Energía Renovable; así

como establecer las condiciones generales para los actos jurídicos que celebren las partes relacionados con la generación y, en su caso, con la transmisión a sus Puntos de Carga. Este modelo existe para pequeña escala, mediana escala, cogeneración eficiente y para energía hidroeléctrica.

La Metodología para La Determinación de los Cargos por Servicios de Transmisión de Energía Eléctrica para Fuentes de Energía Renovable tiene por objeto establecer la Metodología de Transmisión para Fuente de Energía Renovable que seguirá la Comisión Federal de Electricidad al calcular los cargos correspondientes a solicitudes de Servicios de Transmisión.

El “Proyecto de Energías Renovables a Gran Escala” (PERGE) del Gobierno Federal, el cual entró en vigor en abril de 2007.

Otras leyes que están relacionadas con las energías renovables en México, con sus respectivos reglamentos, son:

Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente

Ley General de Desarrollo Forestal Sustentable

Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos

6.4 ADECUACIÓN NECESARIA DEL MARCO REGULATORIO

La regulación en el aprovechamiento de las energía renovables juega un papel muy importante en su desarrollo, prueba de ello es que estas no se han explotado donde hay más recursos sino en los países con los mejores marco regulatorios. En este sentido, un buen marco regulatorio no es aquel que más apoyos ofrece sino el que ofrece apoyos predecibles, estables y mejor adaptados a las exigencias de capital y largos plazos de las energías renovables (Sáenz de M G, 2007).

Para poder desarrollar de manera adecuada su gran potencial en fuentes renovables de energía, México quiere un proceso continuo de mejoramiento de su marco regulatorio y legal que considere los siguientes puntos:

Lograr el reconocimiento de la contribución que tienen las fuentes no programables (en particular las intermitentes) a la capacidad del sistema, de manera que éstas obtengan la retribución económica correspondiente;

Dar a todas las tecnologías basadas en fuentes renovables de energía un trato preferencial en los contratos de interconexión mediante la simplificación de trámites;

Otorgar incentivos fiscales de depreciación acelerada y de aranceles preferenciales a las inversiones en tecnologías de energías renovables;

Reconocer las ventajas ambientales de las fuentes renovables de energía, en comparación con las tecnologías convencionales;

Definir mejores esquemas de financiamiento considerando la experiencia internacional

Establecer una regulación en la Ley del Instituto del Fondo Nacional de la Vivienda de los Trabajadores (INFONAVIT) para impulsar a los contratistas para que incluyan tecnologías como la fotovoltaica y la termosolar en sus proyectos (Hipotecas verdes)

Definir una estructura jurídica para autoabastecer a clientes residenciales de altos consumos de manera que puedan asociarse para este fin

Establecer objetivos para cada fuente de energía renovable en la LAERFTE

Desarrollar Normas Oficiales Mexicanas que establezcan requisitos claros sobre la forma de emplear la biomasa para generar energía eléctrica

Adecuar la Ley de Aguas Nacionales para dar mayor certidumbre a los proyectos Geotérmicos.

En lo que se refiere a la energía solar, aun no existe un marco regulatorio específico, por lo que para la generación de electricidad deberá cumplirse lo establecido para la regulación de electricidad y los modelos de contrato existentes para las energías renovables. En este sentido es necesario definir un sistema de apoyo a esta tecnología que permita su desarrollo.

CAPÍTULO 7 CONCLUSIONES

El análisis de la capacidad instalada, los límites de desarrollo, los costos y la cantidad de residuos contaminantes por tecnología para generación de energía eléctrica, se presenta en la Tabla 7.1

Tabla 7.1 Resumen de situación para las fuentes renovables de generación de electricidad en México

TECNOLOGÍA	CAPACIDAD ACTUAL (MW)	LÍMITE ESTIMADO DE RECURSO	OBSERVACIONES	RESIDUOS (Ton/GWh)	LCOE (USD/KWh)
Gas Natural	18,029	6.7 años	Importación a precios altos	825.8	0.072-0.074
Carboeléctrica	2,600	77 años	Muy contaminante	1,066.1	-
Hidráulica	10,500	53,000 MW	-	6.6	0.02-0.27
Eólica	1,385	50,000 MW	4,000 MW en proyecto Intermitencia del servicio 20,000 MW para el año 2020	7.4	0.06-0.14
Geotérmica	958	2,200 MW	579 MW en proyecto	56.8	-
Biomasa	548	36,000 MW	45 MW en proyecto	13.4	0.04-0.29
Fotovoltaica	32	Sin límite	400 MW próximos años 6000 MW para el año 2020 Recurso solar de alta calidad	5.9	0.26-0.71
Termosolar	0	Sin límite	1844 MW posibles en 5 años Factores de planta altos con almacemaniento térmico Recurso solar de alta calidad	3.6	0.20-0.29

Fuentes: SENER

Una de las principales ventajas de presentación de las fuentes de energía renovables es que genera pocos residuos contaminantes. En ese sentido la tecnología termosolar es la que menos residuos genera.

Entre las fuentes de energía renovable, la solar es la que presenta las mayores reservas, pues son casi inagotables si se compara con la geotérmica, la biomasa y la eólica. Siendo esta última la que también puede alcanzar un desarrollo considerable.

Después de revisar las condiciones geográficas de México y la enorme cantidad de radiación solar que se recibe, se puede decir que el aprovechamiento de la energía solar en México constituye un área de oportunidad, principalmente en los estados del norte y noroeste.

En términos de costos de generación de electricidad las plantas más económicas siguen siendo las hidroeléctricas, seguidas de las eololéctricas que se encuentran a precios similares a las centrales de ciclo combinado. En este punto ha de aclararse que las plantas de ciclo combinado sólo son una solución a corto plazo debido a sus reservas y a la importación de gas a precios cada vez más altos.

Los costos de las plantas de torre central que son las que se proponen en este documento aun presentan costos altos aun cuando han ido a la baja en los años recientes. Y si bien es

cierto sus costos aún son mayores que las Centrales de Ciclo Combinado, la experiencia internacional ha demostrado que la energía solar es competitiva con un marco regulatorio y mecanismos de financiamiento e impulso apropiados.

Es importante mencionar que en México se le ha dado un fuerte impulso a la tecnología fotovoltaica principalmente por particulares, aun cuando sus costos de generación son ligeramente mayores a la tecnología termosolar. También se puede mencionar que la energía eólica que ha crecido mucho en los últimos años presenta el problema de intermitencia en la generación, lo que ocasiona huecos de tensión. En este contexto, la tecnología Termosolar tiene la ventaja de los costos de generación sobre la fotovoltaica y de una mayor estabilidad en el servicio sobre la eólica.

En lo que se refiere a tecnología termosolar, las plantas de torre central y helióstatos y las de canal parabólico son las que cuentan con tecnología más madura y que ya operan a escala comercial. En este caso, las plantas de torre central tienen la ventaja sobre las de canales parabólicos de trabajar a mayores temperaturas, lo que reduce el costo del almacenamiento de energía. Así, un almacenamiento de 15 horas permite operar un mayor tiempo, lo que da estabilidad a la red y reduce el margen de reserva necesario en el sistema eléctrico.

La Estrategia Nacional de Energía 2013-2027 menciona en el “Tema estratégico 10” la necesidad de diversificación del parque de generación y en el “Tema estratégico 15” se recuerda la importancia de identificar y aprovechar el potencial de energías renovables, todo en la línea de cumplir el objetivo de generación para las energías renovables del 35% para el año 2024, según la LAERFTE. En este sentido es importante mencionar que la generación para el servicio público depende al presente del gas natural en un 45.15%, lo que resalta la importancia de nuevas formas de generación mediante energías renovables y que además permitan alcanzar la meta trazada para el año 2024.

Para que se de el crecimiento de las energías renovables es necesario establecer mecanismos que las impulsen como ha sucedido en otros países. Las temporadas abiertas han dado resultado para la energía eólica sin embargo, aun se requieren sistemas como el de primas que permitan impulsar con mayor fuerza a las energías renovables. Esto permitirá reducir la participación de los combustibles fósiles en la generación de electricidad sin tener que recurrir a la energía nuclear, como se plantea en los escenarios de crecimiento del sistema eléctrico nacional y que se menciona como alternativa “viable y probada” en la Estrategia Nacional de Energía 2013-2027.

Es necesario que la planeación energética por parte de los organismos reguladores definan la tecnología a emplear en los proyectos que son catalogados como Nueva generación Limpia, para dar así certidumbre a los inversionistas y poder alcanzar de manera gradual las metas trazadas en materia de energía renovable.

Algunas acciones que pueden ayudar a impulsar la energía termosolar y específicamente las plantas de torre central y helióstatos pueden ser:

- Construir una planta de torre central y helióstatos a escala comercial que permita recoger datos desde su planeación, construcción y operación.
- Construir plantas híbridas que permitan a los sistemas solares aportar calor en plantas convencionales de energía
- Proponer sistemas que propicien la inversión en tecnología Termosolar para Productores independientes y Autoconsumo. En este sentido se puede seguir un esquema parecido a las temporadas abiertas empleadas para la energía eólica.
- Fabricar a nivel nacional helióstatos para iluminación y calefacción en uso doméstico

En el estimado preliminar de costo de una planta de torre central y helióstatos se encontró que la tasa interna de retorno es de 18.26%, y que por lo tanto entraría dentro de los proyectos que se pueden realizar en México, pues la tasa que se emplea para evaluar es del 12%.

En resumen, las plantas de torre central tienen un factor de planta alto gracias al almacenamiento térmico, generan electricidad de forma más estable que la energía eólica, genera pocos contaminantes, sus costos de generación son similares a la fotovoltaica, se cuenta con recurso solar prácticamente inagotable y de alta calidad y sus costos de instalación y generación van a la baja. Todo esto lleva a concluir que la generación de electricidad en México mediante plantas de torre central y helióstatos es viable y puede crecer grandemente mediante un marco regulatorio y mecanismos de impulso apropiados.

CAPÍTULO 8 BIBLIOGRAFÍA

ABENER, *Generación solar termoeléctrica, opciones tecnológicas y perspectivas de futuro*, Seminario en el Instituto de Ingeniería de la UNAM, Octubre 2006, 26 pp.

ABENGOA, *Innovative Solutions for Sustainability: Solar Power for Sustainability*, November 2007, 34 pp.

Agredano, 2009, *PV technology status and prospects in Mexico*, en *PVPS annual report 2008, Implementing Agreements on Photovoltaic Power Systems*, International Energy Agency, pp 83-84. http://www.iea-pvps.org/products/download/rep_ar08.pdf

Almanza R et al., *Ingeniería de la Energía Solar II*, Instituto de Ingeniería, UNAM, México, 2003, 441 pp.

ANES, 2010, *Asociación Nacional de Energía Solar, A.C.* En su página de Internet, http://www.anes.org/anes/index.php?option=com_wrapper&Itemid=13

BBC, 2009, *Las cabras víctimas del viento*, Redacción BBC Mundo, 21 de mayo de 2009.

BGS 2013, *World Mineral Production 2007-11*, British Geological Survey, Nottingham, England, Enero 2013, 76 pp.

BP, 2012, *BP Statistical Review of World Energy*, London, UK, June 2012, 45 pp.

BP, 2013, *BP Energy Outlook 2030*, London, UK, January 2013, 86 pp.

Cabanillas Rafael E, 2008, *Perspectivas de la Tecnología de Concentración Solar en México (Torres Centrales)*, Academia de Ingeniería, México D. F., Marzo 2008, 23 pp.

CAMIMEX, 2012, *Informe Anual 2012*, Cámara Minera de México, México, 168 pp.

Castro G, 2007, *La energía en México, Parte II*, Otros mundos A.C./COMPA, Julio de 2007, Chiapas, México, 12 pp.

CENAM, 2004, *El Sistema Internacional de Unidades (SI), Publicación técnica CNM-MMM-PT-003*, Centro Nacional de Metrología, Área de Metrología Mecánica, División de Metrología de Masa, El Marqués Queretaro, México, mayo 2004, 151 pp.

CFE, 2005, *La hidroeléctrica el Cajón recibió el premio "Deal of the year 2004" de la publicación "Euromoney"*, Gerencia de Comunicación Social, Boletín de prensa CFE-BP-010/05, México, Marzo de 2005

CFE, 2007, *Ante el testigo social de Transparencia Mexicana se presentaron tres ofertas para el proyecto hidroeléctrico La Yesca*, Gerencia de Comunicación Social, Boletín de prensa CFE-BP-18/07vf, México, agosto de 2007

CFE, 2012a, En su página de internet <http://www.cfe.gob.mx/> en la sección de Licitaciones, Consultada en 2012

- CFE, 2012b, *El presidente de la República inauguró el día de hoy la monumental presa La Yesca, que a partir de hoy llevará el nombre "ing. Alfredo Elías Ayub"*, Gerencia de Comunicación Social, Boletín de prensa CFE-BP-93/12vf, México, Noviembre de 2012
- CFE, 2012c, Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2012-2026, Subdirección de Programación, Coordinación de Planificación, México, 370 pp.
- Christensen *et al.*, 2009, *Full-scale CCS demo plant at Nordjyllandsværket, Denmark*, IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Volume 6, Issue 17, pp. 172014 (2009).
- CONAE, 1995, *Estudio de la Situación de la Minihidráulica Nacional y Potencial en una Región de los Estados de Veracruz y Puebla*, Valdez Ingenieros y Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, México, 2002, 227 pp.
- CONAGUA, 2011, *Estadísticas del Agua en México, Edición 2011*, México, Marzo de 2011, 181 pp.
- Dvorak P, 2010, *Britannia breaks the 9 MW barrier*, Windpower Engineering, May 2010, 36-42 pp.
- Dickson M and Fanelli M, 2004, *What is Geothermal Energy?*, Istituto di Geoscienze e Georisorse, CNR, Pisa, Italy, February, 2004, 61 pp.
- EPIA, 2010, *Annual Report*, European Photovoltaic Industry Association, Bruselas Bélgica, marzo de 2010, 56 pp.
- Fernández P, 2005, *Centrales Termosolares, Orientación de Helióstatos*, Capítulo VII, febrero 2005, pág. 137-151,
- Fried L et al, 2012, *Global Wind Energy Outlook 2012*, Global Wind Energy Council and Greenpeace, November 2012, 51 pp.
- Green, M. A., K. Emery, Y. Hishikawa, and W. Warta, 2010, *Solar cell efficiency tables (version 35)*, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, Vol 18, pp 144-150.
- Hiriart G. *et al*, 2011, *Evaluación de la Energía Geotérmica en México*, Informe para el Banco Interamericano de Desarrollo y la Comisión Reguladora de Energía, México, Mayo de 2011, 164 pp.
- IAEA, 2012, *Nuclear Power Reactor in the World*, Reference Data Series No 2, Vienna, 2012, 86 pp.
- IEA, 2010, *Technology Roadmap: Concentrating Solar Power*, International Energy Agency, OECD-IEA, Francia, 2010, 45 pp.
- IEA, 2011, *Technology Roadmap: Geothermal Heat and power*, International Energy Agency, Francia, 2011, 45 pp.

- IEA, 2012, *World Energy Outlook, Resumen Ejecutivo*, International Energy Agency, OECD/IEA, Francia, Noviembre 2012, 10 pp.
- Iglesias E, Arellano V, Torres R, 2005, *Estimación del Recurso y Prospectiva Tecnológica de la Geotermia en México*, Informe del Proyecto IIE No. 3753, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Cuernavaca, México 2005, 63 pp
- IRENA, 2012a, *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series*, International Renewable Energy Agency, Volume 1: Power Sector, Issue 1/5, Biomass for Power generation, United Arab Emirates, June 2012, 50 pp.
- IRENA, 2012b, *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series*, International Renewable Energy Agency, Volume 1: Power Sector, Issue 2/5, Concentrating Solar Power, United Arab Emirates, June 2012, 41 pp.
- IRENA, 2012c, *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series*, International Renewable Energy Agency, Volume 1: Power Sector, Issue 3/5, Hydropower, United Arab Emirates, June 2012, 34 pp.
- IRENA, 2012d, *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series*, International Renewable Energy Agency, Volume 1: Power Sector, Issue 4/5, Solar Photovoltaics, United Arab Emirates, June 2012, 45 pp.
- IRENA, 2012e, *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series*, International Renewable Energy Agency, Volume 1: Power Sector, Issue 5/5, Wind power, United Arab Emirates, June 2012, 56 pp.
- IRENA, 2013, *Renewable Power Generation Cost in 2012: An Overview*, International Renewable Energy Agency, United Arab Emirates, 2013, 88 pp.
- María E, 2009, *Integration of Renewable Energy Source with Transmission Grid*, Head of Grid Planning - Terna S.p.A., Milan, 6th April 2009, 20 pp.
- Meinel A y Meinel M, 1982, *Aplicaciones de la energía solar*, Editorial Reverté, Barcelona, España, 699 pp.
- Mills D R y Morrison G L, 2000, *Compact Linear Fresnel Reflector Solar Thermal Powerplants*, Solar Energy, Vol. 68, No. 3, 263-283 pp.
- Moller H, 2012, *Hydropower Continues Steady Growth*, Artículo consultado en la página <http://www.earth-policy.org>, Junio, 2012.
- Morrison G L and Mills D R, (1999) "Solar Thermal power systems - Stanwell Power Station Project", ANZSES Annual Conference, 10 pp.
- NREL, 2013, *National Renewable Energy Laboratory*, en su página de internet <http://www.nrel.gov>

- PEMEX, 2009, *PEMEX construirá su primera planta de cogeneración eléctrica de gran escala en Nuevo Pemex*, Tabasco, Boletín de prensa No. 173, 31 de agosto de 2009.
- PEMEX, 2012, *Las Reservas de Hidrocarburos de México*, Pemex Exploración y Producción, México, Enero 2012, 114pp.
- POZA F. 2007, *Contribución al diseño de procedimientos de control de calidad para sistemas de bombeo fotovoltaico*. Tesis doctoral Ingeniería de Telecomunicación, Madrid, Universidad Politécnica de Madrid, 246 pp.
- PRIS, 2009, *Power Reactor Information System (PRIS)*, en su dirección en Internet <http://www.iaea.org/programmes/a2/>
- Quintero *et al*, 2005, *Geothermics as an Option of Alternative Source of Energy in Baja California*, México, Instituto de Ingeniería, Facultad de Ingeniería Mexicali, UABC, Proceedings World Geothermal Congress 2005 Antalya, Turkey, 24-29 April 2005, 5 pp.
- RAE, *Real academia Española*, en su página de internet <http://www.rae.es/rae.html>
- REN21, 2012, *Renewables 2012 Status Report*, Paris; REN21 Secretariat, Francia, 175 pp
- Rider C, 2006, *Energías Renovables, Plan de Infraestructuras y Cooperación al Desarrollo*, Proyecto fin de carrera, Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI), Universidad Pontificia Comillas, Madrid España, 2006, 297 pp.
- Sáenz de M, G, 2007, *La regulación, clave para el desarrollo de las energías renovables*, en Economía Industrial, No **365**, 2007, pp 163-177.
- SENER, 2005, *El Proyecto Solar Tres, Jornada Anual 2005: Energía Solar*, Madrid, Mayo de 2005, 20 pp.
- SENER, 2007, *Programa Sectorial de Energía 2007-2012*, Secretaría de Energía, México, Noviembre de 2007, 52 pp.
- SENER, 2008, *Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017*, Secretaría de Energía, Dirección General de Planeación Estratégica, México, 2008, 230 pp.
- SENER, 2012, *Prospectiva del Sector Eléctrico 2012-2026*, Secretaría de Energía, Dirección General de Planeación Estratégica, México, 2012, 237 pp.
- SENER, 2012b, *Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía*, Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico, México, 2012, 10 pp.
- SENER, 2012c, *Iniciativa para el desarrollo de las energías renovables en México, Energía Geotérmica*, Septiembre de 2012, 30 pp.
- SENER, 2012d, *Iniciativa para el desarrollo de las energías renovables en México, Energía Eólica*, Noviembre de 2012, 30 pp.

SENER, 2012e, *Iniciativa para el desarrollo de las energías renovables en México*, Energía de la Biomasa, Noviembre de 2012, 35 pp.

SENER, 2012f, *Prospectiva de Energías Renovables 2012-2026*, Secretaría de Energía, México, 2012, 156 pp.

SENER, 2013a, *Sistema de Información Energética, Secretaria de Energía*, En su página de Internet <http://sie.energia.gob.mx>, México, 2013.

SENER, 2013b, *Estrategia Nacional de Energía 2013-2027*, Secretaria de Energía, México, 2013, 73pp.

Solís C et al, 2009, *Diseño y Estudio de una Planta Solar Termoeléctrica con Tecnología de Torre Central*, Proyecto fin de Master, MERME 2008-2009, 82 pp.

UAM, 2009, *“Pone en marcha UAM laboratorio de energía fotovoltaica, uno de los más grandes en la ciudad de México”*, comunicado 290, Dirección de Comunicación Social, 5 de octubre de 2009.

WCI, 2005, *El carbón como recurso, una visión general del carbón*, World, Coal Institute, Reino Unido, Mayo de 2005, 50 pp.

Wolfsegger C et al, 2009, *Solar Generation V - 2008*, EPIA-GREENPEACE, Bélgica y Holanda, 2009, 76 pp.

WWEA, 2012, *Half Year Report 2012*, World Wind Energy Statistics, Issue 4, December 2012, 37 pp.

CAPÍTULO 9 ANEXOS

9.1 ANEXO I. PROYECTOS EÓLICOS EN MÉXICO

9.1.1 Parques Eólicos en Operación hasta finales de 2012

ESTADO	PROYECTO	ESQUEMA	DESARROLLADOR	TURBINAS	ENTRADA EN OPERACIÓN	CAPACIDAD INSTALADA (MW)
Oaxaca	La Venta	OPF	CFE	Vestas	1994	1.6
Quintana Roo	Guerrero Negro	-	CFE		1998	0.6
Oaxaca	La Venta II	OPF	CFE	Gamesa	2006	83.3
Oaxaca	Parques Ecológicos de México	Autoabastecimiento	Iberdrola	Gamesa	2009	79.9
Oaxaca	Eurus, Fase I	Autoabastecimiento	Cemex/Acciona	Acciona	2009	37.5
Oaxaca	Eurus, Fase II	Autoabastecimiento	Cemex/Acciona	Acciona	2010	212.5
Oaxaca	Bei Nee Stipa I	Autoabastecimiento	Iberdrola	Gamesa	2010	26.35
Oaxaca	La Mata - Ventosa	Autoabastecimiento	Eléctrica del Valle de México (EDF-EN)	Clipper	2010	67.5
Baja California	La Rumorosa I	Autoabastecimiento	Gobierno BC	-	2010	10
Baja California Sur	Yuumil'iik	-	CFE	-	2011	1.5
Oaxaca	Fuerza Eólica del Istmo	Autoabastecimiento	Peñoles	Clipper	2011	50
Oaxaca	Fuerza Eólica del Istmo II	Autoabastecimiento	Peñoles	Clipper	2012	30
Oaxaca	La Venta III	PIE	CFE/Iberdrola	Gamesa	2012	102
Oaxaca	Oaxaca II	PIE	CFE/Iberdrola	Acciona	2012	102
Oaxaca	Oaxaca III	PIE	CFE/Iberdrola	Acciona	2012	102
Oaxaca	Oaxaca IV	PIE	CFE/Iberdrola	Acciona	2012	102
Oaxaca	Oaxaca I	PIE	CFE/EYRA	Vestas	2012	101
Oaxaca	Bei Nee Stipa II	Autoabastecimiento	Gamesa/ENEL	Gamesa	2012	74
Oaxaca	Piedra Larga - Fase I	Autoabastecimiento	Renovalia/DEMEX	Gamesa	2012	90
Oaxaca	Bei Nee Stipa III	Autoabastecimiento	Gamesa/ENEL	Gamesa	2012	70
Chiapas	Chiapas	Autoabastecimiento	Grupo Salinas	-	2012	28.8
TOTAL						1372.55

FUENTE: adaptado de la AMDEE

PIE: Productor Independiente

OPF: Obra Pública Financiada

CFE: Comisión Federal de Electricidad

9.1.2 Permisos de generación eólica otorgados por la CRE

No.	ENTIDAD FEDERATIVA	PERMISIONARIO	MODALIDAD	ENTRADA EN OPERACIÓN	NÚMERO DE PERMISO	CAPACIDAD AUTORIZADA (MW)	ENERGÍA AUTORIZADA (GWh)	INVERSIÓN (MILLONES DE DOLARES)
1	Oaxaca	Parques Ecológicos de México, S. A. de C. V.	AUT.	31/01/09	E/215/AUT/2002	101.900	312.00	203.80
2	Oaxaca	EURUS, S. A. P. I. de C.V.	AUT.	30/06/09	E/531/AUT/2006	300.000	876.00	600.00
3	Baja California	Municipio de Mexicali	AUT.	29/10/09	E/832/AUT/2009	10.000	27.00	20.00
4	Oaxaca	Bii Nee Stipa Energía Eólica, S. A. de C. V.	AUT.	01/04/10	E/548/AUT/2006	26.350	100.13	52.70
5	Oaxaca	Instituto de Investigaciones Eléctricas	P.P.	01/07/10	E/575/PP/2007	5.000	21.90	10.00
6	Oaxaca	Fuerza Eólica del Istmo, S. A. de C. V.	AUT.	08/10/11	E/70/AUT/98	80.000	350.00	160.00
7	Oaxaca	CE Oaxaca Tres, S. de R. L. de C. V.	P.I.E.	30/01/12	E/852/PIE/2010	102.000	326.40	204.00
8	Oaxaca	CE Oaxaca Dos, S. de R. L. de C. V.	P.I.E.	06/02/12	E/850/PIE/2010	102.000	326.40	204.00
9	Oaxaca	CE Oaxaca Cuatro, S. de R. L. de C. V.	P.I.E.	05/03/12	E/851/PIE/2010	102.000	326.40	204.00
10	Tamaulipas	Grupo Soluciones en Energías Renovables SOE de México, S. A. de C. V.	AUT.	30/04/12	E/893/AUT/2011	161.000	521.90	322.00
11	Chiapas	Eólica de Arriaga, S. A. P. I. de C. V.	AUT.	05/06/12	E/920/AUT/2012	28.800	92.00	57.60
12	Oaxaca	Stipa Nayaa, S. A. de C. V.	AUT.	01/07/12	E/907/AUT/2011	74.000	292.00	148.00
13	Oaxaca	Energías Ambientales de Oaxaca, S. A. de C. V.	P.I.E.	26/09/12	E/828/PIE/2009	102.000	410.00	204.00
14	Oaxaca	Energías Renovables Venta III, S. A. de C. V.	P.I.E.	03/10/12	E/829/PIE/2009	102.850	288.00	205.70
15	Oaxaca	Desarrollos Eólicos Mexicanos de Oaxaca 1, S. A. de C. V.	AUT.	01/11/12	E/823/AUT/2009	90.000	333.02	180.00
16	Nuevo Leon	Eólica Santa Catarina, S. de R. L. de C. V.	AUT.	31/12/12	E/802/AUT/2008	22.000	45.00	44.00
17	Veracruz	Fuerza Viento Papaloapan, S. A. P. I. de C. V.	AUT.	30/01/13	E/903/AUT/2011	40.000	126.00	80.00
18	Oaxaca	Eólica Zopiloapan, S. A. P. I. de C. V.	AUT.	28/02/13	E/953/AUT/2012	70.000	254.45	140.00
19	Sonora	Energía Sonora PPE, S. C.	P.P.	29/03/13	E/977/PP/2013	1.800	6.70	3.60
20	Oaxaca	Energía Alterna Istmeña, S. de R. L. de C. V.	AUT.	20/04/13	E/821/AUT/2009	215.650	943.60	431.30
21	Jalisco	Eólica Los Altos, S. A. P. I. de C. V.	AUT.	28/06/13	E/978/AUT/2013	50.400	170.00	100.80
22	Chiapas	Generadores Eólicos de México, S. A. de C. V.	AUT.	30/08/13	E/972/AUT/2012	10.000	27.00	20.00

No.	ENTIDAD FEDERATIVA	PERMISIONARIO	MODALIDAD	ENTRADA EN OPERACIÓN	NÚMERO DE PERMISO	CAPACIDAD AUTORIZADA (MW)	ENERGÍA AUTORIZADA (GWh)	INVERSIÓN (MILLONES DE DOLARES)
23	Oaxaca	Electricidad de Oriente, S. de R. L. de C. V.	AUT.	01/09/13	E/833/AUT/2009	18.994	110.00	28.49
24	Oaxaca	Eoliatec del Istmo, S. A. P. I. de C. V.	AUT.	30/09/13	E/322/AUT/2005	164.000	642.00	328.00
25	Oaxaca	Eoliatec del Pacífico, S. A. P. I. de C. V.	AUT.	30/11/13	E/685/AUT/2007	160.000	600.00	320.00
26	Baja California	MPG Rumorosa, S. A. P. I. de C. V.	AUT.	19/12/13	E/873/AUT/2010	72.000	220.75	144.00
27	Oaxaca	Energía Eólica Mareña, S. A. de C. V.	AUT.	20/12/13	E/891/AUT/2011	180.000	776.00	360.00
28	San Luis Potosi	Dominica Energía Limpia, S. de R. L. de C. V.	AUT.	31/12/13	E/894/AUT/2011	200.000	620.00	400.00
29	Oaxaca	Desarrollos Eólicos Mexicanos de Oaxaca 2, S. A. P. I. de C. V., Parque Eólico Piedra Larga Fase 2	AUT.	31/12/13	E/939/AUT/2012	137.500	508.75	275.00
30	Oaxaca	Fuerza y Energía Bii Hioxo, S. A. de C. V.	AUT.	15/01/14	E/806/AUT/2008	234.000	700.68	468.00
31	Tamaulipas	Compañía Eólica de Tamaulipas, S. A. de C. V.	AUT.	30/06/14	E/863/AUT/2010	54.000	213.00	108.00
32	Baja California	Energía Sierra Juárez, S. de R. L. de C. V.	EXP.	30/09/14	E/932/EXP/2012	156.000	403.10	312.00
33	Nuevo Leon	Ventika, S. A. de C. V.	AUT.	30/09/14	E/912/AUT/2011	126.000	330.00	252.00
34	Nuevo Leon	Ventika II, S. A. de C. V.	AUT.	30/09/14	E/936/AUT/2012	126.000	330.00	252.00
35	Tamaulipas	Compañía Eoloeléctrica de Ciudad Victoria, S. A. de C. V.	AUT.	30/09/14	E/945/AUT/2012	50.000	175.00	100.00
36	Tamaulipas	Compañía Eólica San Andres, S. A. de C. V.	AUT.	30/09/14	E/968/AUT/2012	26.000	92.00	52.00
37	Tamaulipas	Compañía Eólica La Mesa, S. A. de C. V.	AUT.	30/09/14	E/971/AUT/2012	28.000	98.00	56.00
38	Oaxaca	Energías Renovables La Mata, S. A. P. I. de C. V.	P.I.E.	01/10/14	E/983/PIE/2013	102.000	388.00	204.00
30	Baja California	Wind Power de México, S. A. de C. V.	EXP.	30/09/15	E/981/EXP/2013	300.800	998.00	601.60
40	Tamaulipas	Compañía Eólica Praxedis, S. A. de C. V.	AUT.	30/09/15	E/969/AUT/2012	58.000	198.00	116.00
41	Tamaulipas	Compañía Eólica Vicente Guerrero, S. A. de C. V.	AUT.	30/09/15	E/970/AUT/2012	60.000	204.00	120.00
TOTAL EÓLICA						4,051.04	13,738.18	8,092.59

FUENTE: Comisión Reguladora de Energía (CRE)

AUT: Autoabastecimiento

PIE: Productor Independiente de Energía

EXP.: Exportación

P.P: Pequeña Producción

9.2 ANEXO II. PROYECTOS DE BIOMASA EN MÉXICO

No.	ENTIDAD FEDERATIVA	PERMISIONARIO	MODALIDAD	ENTRADA EN OPERACIÓN	NÚMERO DE PERMISO	CAPACIDAD AUTORIZADA (MW)	ENERGÍA AUTORIZADA (GWh)	INVERSIÓN (MILLONES DE DOLARES)
1	Sinaloa	Prozúcar, S. A. de C. V.	AUT.	Antes de 92	E/117/AUT/98	7.000	7.70	\$8.40
2	Veracruz	Ingenio El Higo, S. A. de C. V.	AUT.	Antes de 92	E/136/AUT/99	21.800	26.40	\$26.16
3	Chiapas	Compañía Azucarera La Fé, S. A. de C. V.	AUT.	Antes de 92	E/158/AUT/2000	13.060	21.50	\$15.67
4	Jalisco	Ingenio Melchor Ocampo, S. A. de C. V.	AUT.	Antes de 92	E/161/AUT/2000	6.100	9.10	\$7.32
5	San Luis Potosí	Ingenio San Miguel Del Naranjo, S. A. de C. V.	U.P.C.	Antes de 92	1314	49.300	157.08	\$59.16
6	Michoacán	Ingenio Santa Clara, S. A. de C. V.	U.P.C.	Antes de 92	3474	9.100	4.93	\$10.74
7	Tabasco	Santa Rosalía de La Chontalpa, S. A. de C. V.	U.P.C.	Antes de 92	3519	25.200	32.26	\$30.24
8	Nuevo León	Servicios de Agua y Drenaje de Monterrey, Institución Pública Descentralizada del Gobierno del Estado de Nuevo León, Planta Norte	AUT.	15/08/97	E/59/AUT/97	1.600	14.02	\$1.44
9	Nuevo León	Servicios de Agua y Drenaje de Monterrey, Institución Pública Descentralizada del Gobierno del Estado de Nuevo León, Planta Dulces Nombres	AUT.	24/08/97	E/56/AUT/97	9.200	40.20	\$8.28
10	Nuevo León	Bioenergía de Nuevo León, S. A. de C. V.	COG.	07/04/03	E/217/COG/2002	16.960	100.29	\$15.26
11	Veracruz	BSM Energía de Veracruz, S. A. de C. V.	AUT.	24/08/05	E/340/AUT/2005	12.750	25.12	\$15.30
12	Chihuahua	Energía Láctea, S. A. de C. V.	AUT.	18/06/09	E/824/AUT/2009	0.800	5.06	\$0.72
13	Oaxaca	Destiladora del Papaloapan, S. A. de C. V.	COG.	05/02/10	E/839/COG/2010	8.000	27.20	\$9.60
14	Querétaro	Atlatec, S. A. de C. V.	COG.	25/11/10	E/854/COG/2010	1.049	7.35	\$0.94
15	Veracruz	Piasa Cogeneración, S. A. de C. V.	COG.	18/05/11	E/338/COG/2005	40.000	145.08	\$48.00
16	Chihuahua	Transformadora de Energía Eléctrica de Juárez, S. A. de C. V.	AUT.	15/06/11	E/825/AUT/2009	6.400	39.24	\$5.76
17	Guanajuato	Ecosys III, S. A. de C. V.	AUT.	01/07/11	E/887/AUT/2011	1.734	12.14	\$1.56
18	Aguascalientes	Sociedad Autoabastecedora de Energía Verde de Aguascalientes, S. de R. L. de C. V.	AUT.	19/12/11	E/847/AUT/2010	3.200	21.52	\$2.88
19	Chiapas	Huixtla Energía, S. A de C. V.	COG.	26/01/12	E/918/COG/2012	12.000	34.91	\$14.40

No.	ENTIDAD FEDERATIVA	PERMISIONARIO	MODALIDAD	ENTRADA EN OPERACIÓN	NÚMERO DE PERMISO	CAPACIDAD AUTORIZADA (MW)	ENERGÍA AUTORIZADA (GWh)	INVERSIÓN (MILLONES DE DOLARES)
20	Jalisco	Tala Electric, S. A. de C. V.	COG.	01/04/12	E/871/COG/2010	25.000	99.70	\$30.00
21	Jalisco	Atltec, S. A. de C. V., Planta El Ahogado	COG.	05/05/12	E/885/COG/2011	2.852	21.20	\$2.57
22	Estado de México	Energreen Energía I, S. A. de C. V.	AUT.	13/09/12	E/946/AUT/2012	0.600	5.26	\$0.54
23	Queretaro	TMQ Generación Energía Renovable, S. A. P. I. de C. V.	AUT.	27/11/12	E/962/AUT/2012	2.746	24.06	\$2.47
24	Veracruz	Destilería del Golfo, S. A. de C. V.	COG.	30/11/12	E/913/COG/2012	8.000	34.56	\$9.60
25	Nayarit	Bioeléctrica de Occidente, S. A. de C. V.	COG.	30/01/13	E/822/COG/2009	35.360	117.34	\$42.43
26	Morelos	Energía Renovable de Cuautla, S. A. de C. V.	COG.	30/06/13	E/959/COG/2012	1.065	6.50	\$0.96
27	Coahuila	Lorean Energy Group, S. A. P. I. de C. V.	AUT.	01/08/13	E/958/AUT/2012	2.122	16.73	\$1.91
28	Coahuila	Ferrofuel, S. A. de C. V.	P.P.	30/09/13	E/967/PP/2012	30.000	153.52	\$27.00
29	Yucatan	Compañía Agroeléctrica de Yucatán, S. de R. L. de C. V.	P.P.	30/06/14	E/957/PP/2012	0.550	4.33	\$0.66
TOTAL BIOMASA						353.55	1,214.29	\$399.98

FUENTE: Comisión Reguladora de Energía (CRE)

AUT: Autoabastecimiento

P.P: Pequeña Producción

COG.: Cogeneración

UPC.: Usos propios

9.3 ANEXO III. PROYECTOS SOLARES EN MÉXICO (FOTOVOLTAICA)

No.	ENTIDAD FEDERATIVA	PERMISIONARIO	MODALIDAD	ENTRADA EN OPERACIÓN	NÚMERO DE PERMISO	CAPACIDAD AUTORIZADA (MW)	ENERGÍA AUTORIZADA (GWh)	INVERSIÓN (MILLONES DE DOLARES)
1	Aguascalientes	Autoabastecimiento Renovable, S. A. de C. V.	AUT.	17/03/11	E/878/AUT/2011	3.800	9.70	\$19.00
2	San Luis Potosi	ABB México, S. A. de C. V., Campus Industrial	AUT.	21/12/12	E/921/AUT/2012	0.702	0.97	\$3.51
3	San Luis Potosi	ABB México, S. A. de C. V., Edificio de Ingeniería	AUT.	21/12/12	E/922/AUT/2012	0.559	0.81	\$2.80
4	Guanajuato	Enercity Alfa, S. A. de C. V.	AUT.	10/01/13	E/973/AUT/2012	1.456	2.54	\$7.28
5	Baja California Sur	Isolbaja, S. A. de C. V.	P.P.	30/03/13	E/950/PP/2012	29.990	56.62	\$149.95

No.	ENTIDAD FEDERATIVA	PERMISIONARIO	MODALIDAD	ENTRADA EN OPERACIÓN	NÚMERO DE PERMISO	CAPACIDAD AUTORIZADA (MW)	ENERGÍA AUTORIZADA (GWh)	INVERSIÓN (MILLONES DE DOLARES)
6	Sonora	SEGH Sonora Energy Group de Hermosillo, S. A. de C. V.	P.P.	01/04/13	E/952/PP/2012	30.000	100.00	\$150.00
7	Sonora	Organismo Operador Municipal de Agua Potable, Alcantarillado Y Saneamiento de Nogales, Sonora (Oomapas Nogales)	AUT.	20/04/13	E/965/AUT/2012	0.902	1.68	\$4.51
8	Jalisco	Comercializadora Capo, S. A. de C. V.	P.P.	30/04/13	E/898/PP/2011	29.808	60.00	\$149.04
9	Sinaloa	COPPEL, S. A. de C. V.	AUT.	31/05/13	E/954/AUT/2012	1.000	2.30	\$5.00
10	Guanajuato	ECOPUR, S. A. de C. V.	AUT.	30/06/13	E/930/AUT/2012	3.000	6.70	\$15.00
11	Durango	TAI Durango Uno, S. A. P. I. de C. V.	P.P.	12/07/13	E/984/PP/2013	16.800	32.42	\$84.00
12	Baja California	Grupotec Energy de México, S. de R. L. de C. V.	P.P.	30/09/13	E/978/PP/2013	27.563	44.24	\$137.81
13	Baja California Sur	Servicios Comerciales de Energía, S. A. de C. V.	P.P.	01/11/13	E/938/PP/2012	38.750	86.00	\$193.75
14	Puebla	Saferay Solar, S. A. P. I. de C. V., Planta La Pasión	P.P.	07/12/13	E/989/PP/2013	33.650	58.18	\$168.25
15	Guanajuato	Generadora Solar Apaseo, S. A. P. I. de C. V.	AUT.	31/12/13	E/988/AUT/2013	0.997	2.14	\$4.98
TOTAL SOLAR						218.98	464.30	\$1,094.88

FUENTE: Comisión Reguladora de Energía (CRE)

9.4 ANEXO IV. EJEMPLOS DE PLANTAS DE TORRE CENTRAL Y HELIÓSTATOS EN EL MUNDO

No.	NOMBRE DE PLANTA	LOCALIZACIÓN	ALMACENAMIENTO (horas/medio)	ÁREA OCUPADA (hectáreas)	RECURSO SOLAR (kWh/m ² /día)	ENTRADA EN OPERACIÓN	CAPACIDAD DE TURBINA (MW)	PROPIETARIO	ÁREA HELIÓSTATO (m ²)
1	Planta Solar PS10	Sevilla (Sanlúcar la Mayor), España	1 / Vapor saturado	55	5.51	2007	11.0	Abengoa Solar	120
2	Jülich Solar Tower	Jülich (Rhineland), Alemania	1.5 / Cerámica porosa	17	2.47	2008	1.5	DLR	8.2
3	Planta Solar 20 (PS20)	Sevilla (Sanlúcar la Mayor), España	1	80	5.51	2009	20	Abengoa Solar	120
4	Sierra SunTower	Lancaster, California, EUA	No	8	7.20	2009	5.0	eSolar	1.136
5	ACME Solar Tower	Bikaner, India	No	4.86	6-7	2011	2.5	ACME Group	1.136

No.	NOMBRE DE PLANTA	LOCALIZACIÓN	ALMACENAMIENTO (horas/medio)	ÁREA OCUPADA (hectáreas)	RECURSO SOLAR (kWh/m ² /día)	ENTRADA EN OPERACIÓN	CAPACIDAD DE TURBINA (MW)	PROPIETARIO	ÁREA HELIÓSTATO (m ²)
6	Lake Cargelligo	Lake Cargelligo, Australia	En grafito	-	-	2011	3.0	Graphite Energy	9.8
8	Gemasolar Therosolar Plant	Fuentes de Andalucía, Sevilla, España	15 / sales	195	5.95	2011	19.9	MASDAR (40%) Sener (60%)	120
7	Beijing Badaling Solar Tower	Beijing, China	1 / Vapor saturado y aceite	5.26	-	2012	1.5	Institute of Electrical Engineering of Chinese Academy of Sciences	100
8	Gemasolar Therosolar Plant	Fuentes de Andalucía, Sevilla, España	15 / sales	195	5.95	2011	19.9	MASDAR (40%) Sener (60%)	120
9	Gaskell Sun Tower (Gaskell)	Lancaster, California, EUA	-	444.15	-	2012	245	eSolar ; NRG Energy	-
10	Ivanpah Solar Electric Generating System (ISEGS)	Primm, California, EUA	No	1,416.4	7.44	2013	392	NRG Energy; BrightSource Energy; Google	15
11	Crescent Dunes Solar Energy Project (Tonopah)	Tonopah, Nevada, estados Unidos	10 /Sales	647.5	7.35	2013	110	SolarReserve's Tonopah Solar Energy, LLC	62.4
12	BrightSource Coyote Springs 1 (PG&E 3)	Coyote Springs, Nevada, EUA	-	-	-	2014	200	BrightSource Energy	-
13	Khi Solar One	Upington, Sudáfrica	2 / vapor saturado	-	-	2014	50	Abengoa Solar (51%) IDC (49%)	128
14	BrightSource Coyote Springs 2 (PG&E 4)	Coyote Springs, Nevada, EUA	-	-	-	2015	200	BrightSource Energy	-
15	BrightSource (PG&E 5)	California, Estados Unidos	-	-	-	2016	200	BrightSource Energy	-
16	BrightSource (PG&E 6)	California, EUA	-	-	-	2016	200	BrightSource Energy	-
17	Palen Solar Electric Generating System	Desert Center, California, EUA	No	1,537	-	2016	2 x 250	BrightSource Energy	-
18	Rice Solar Energy Project (RSEP)	Rice, California (Mojave Desert), EUA	Si / Sales	570.61	7.11	2016	150	SolarReserve's Rice Solar Energy, LLC	62.4
19	BrightSource (PG&E 7)	California, EUA	-	-	-	2017	200	BrightSource Energy	-
20	Upcon Solar Project	Delingha (Qinghai), China	Si / Sales	330	-	Indefinido	50	Supcon Solar	2.0
TOTAL SOLAR							2,561.4	-	-

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/power_tower.cfm y otras fuentes en Internet

9.5 ANEXO V. MAPAS DE IRRADIACIÓN SOLAR EN MÉXICO

La primera versión de los mapas de irradiación global diaria promedio mensual y anual, en *langleyes*²⁸ por día, apareció en 1975. Los datos se han ido actualizando con observaciones del Servicio Meteorológico Nacional (1940-1990).

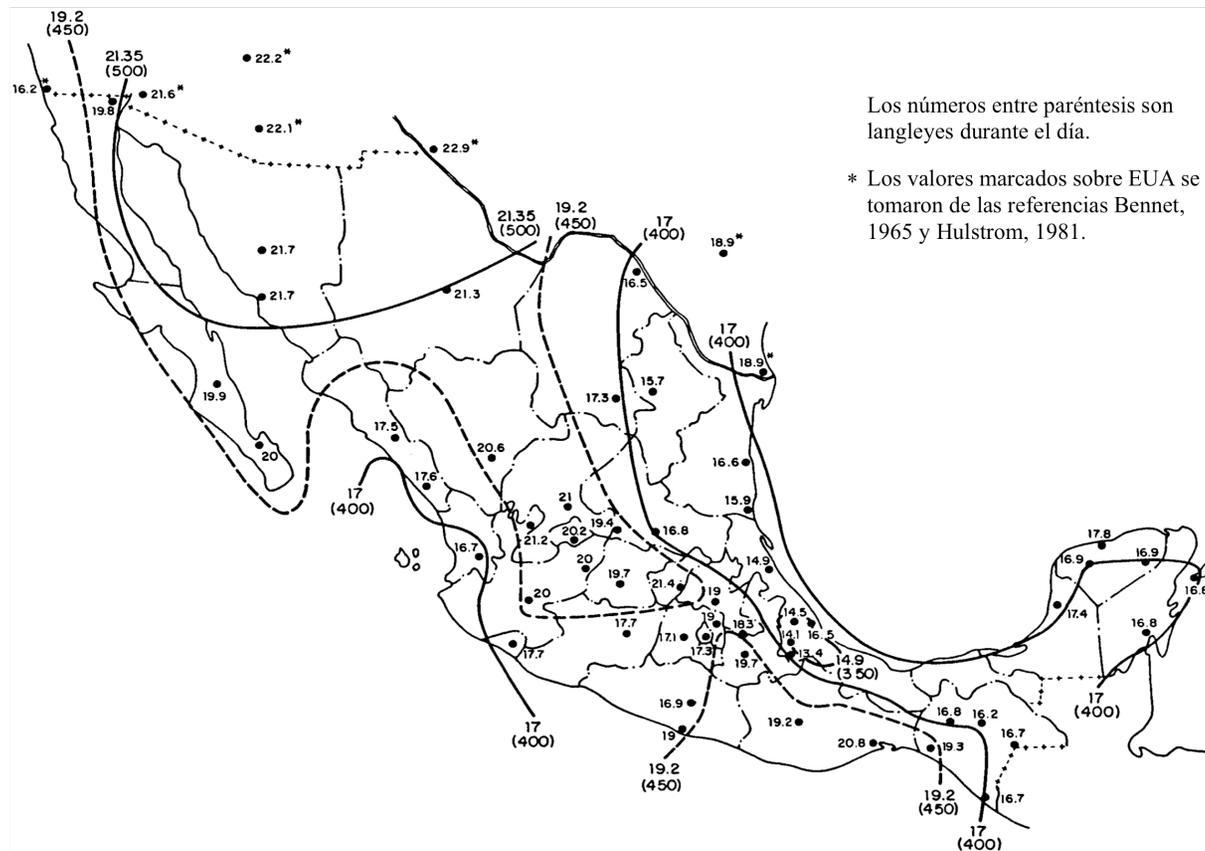


Figura 9.1 Promedio anual de irradiación global diaria en México en MJ/m²

(Fuente: Almanza, 2003)

²⁸ Un Langleye (Ly) es una unidad muy pequeña que se utiliza para medir la radiación solar que llega a la superficie de la Tierra en un día o en un mes. Sus unidades y equivalencias en el Sistema Internacional de Unidades se expresan como: $1 \text{ langley} = 1 \frac{\text{caloría}}{\text{cm}^2} = 4.184 \frac{\text{Joule}}{\text{cm}^2}$, aunque otro valor de interés puede ser $86.042 \text{ langley} = 1 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$ (CENAM, 2004).

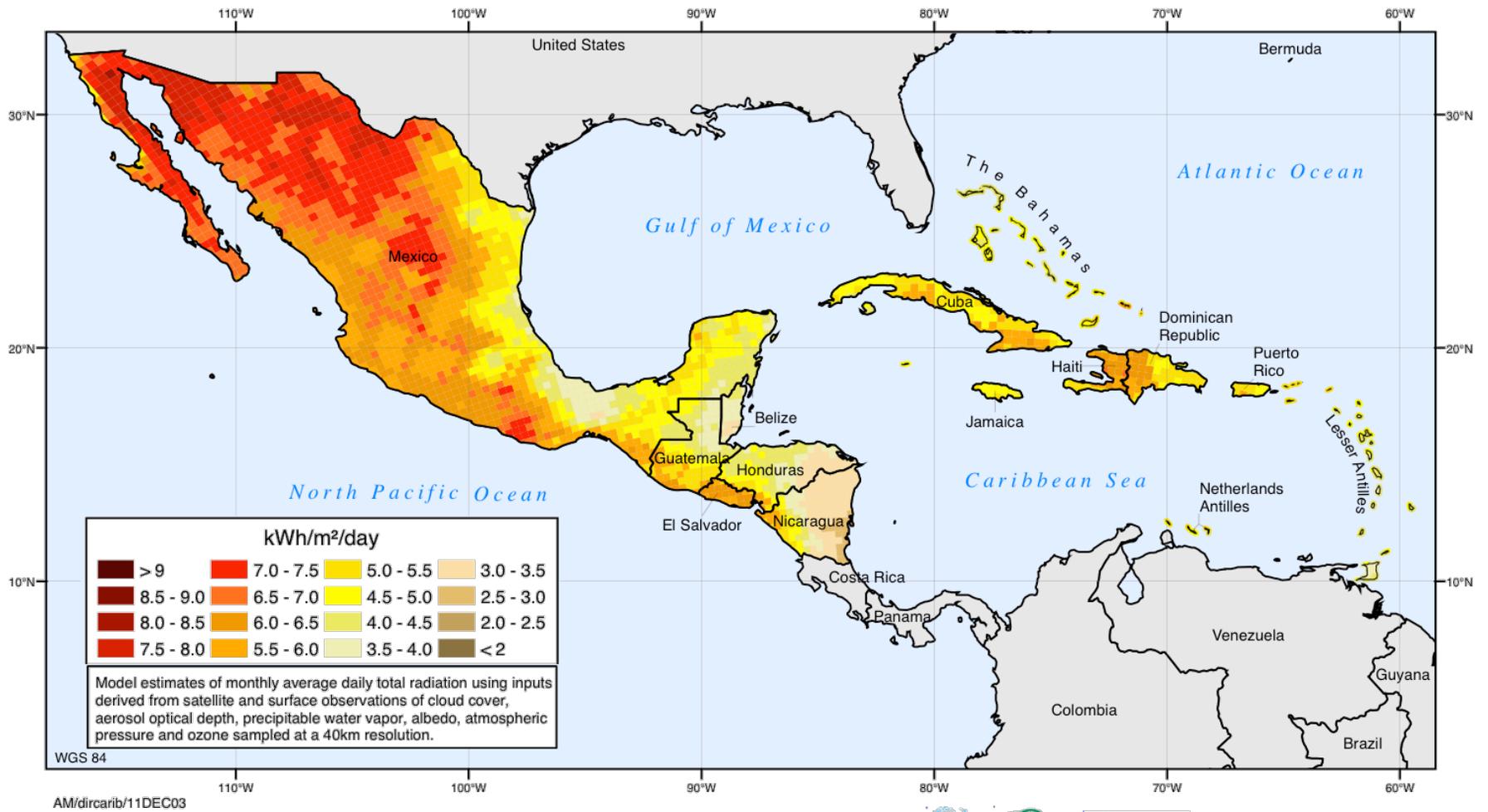


Figura 9.2 Irradiación Normal Directa en México y el Caribe
Fuente: NREL

9.6 ANEXO VI. CENTRALES GEOTERMOELÉCTRICAS EN MÉXICO OPERATIVAS Y EN PROYECTO

LOCALIZACIÓN DE CAMPO GEOTÉRMICO	PLANTA	CAPACIDAD INST. (MW) / UNIDADES	INICIO DE OPERACIONES	EMPRESA RELACIONADAS
PLANTAS OPERATIVAS				
Mexicali, Baja California	Cerro Prieto I	180 / 5	Abril de 1973, 1979 y 1989	Mitsubishi
	Cerro Prieto II	220 / 2	1985	Mitsubishi
	Cerro Prieto III	220 / 2	1987	Mitsubishi
	Cerro Prieto IV	100 / 4	2000	Mitsubishi
Ciudad Hidalgo, Michoacán	Los Azufres I	88 / 10	1982	Mitsubishi / Toshiba / GE / Ansaldo / Ormat
	Los Azufres II	100 / 4	Julio de 2006	Alsthom
Humeros, Puebla	Los Humeros	40 / 1	mayo 1990	---
Mulegé, B. California S.	Tres Vírgenes	10 / 2	2001	Alsthom
TOTAL PLANTAS OPERATIVAS		958 MW	---	---
PLANTAS EN CONSTRUCCIÓN Y EN PROYECTO				
Humeros, Puebla	Los Humeros II fase A	25 / 2	2013	Alsthom
	Los Humeros II fase B	25 / 1	2013	Alsthom
	Los Húmeros III	54	2015	
Mexicali, B. California	Cerro Prieto V	100 / 2	2017	---
Ciudad Hidalgo, Michoacán	Los Azufres III fase I	50	2014	Mitsubishi
	Los Azufres III fase II	25	2018	
	Los Azufres IV	75	2020	
TOTAL PROYECTO		354 MW	---	---
PLANTAS EN PREFACTIBILIDAD				
Baja California	Ejido Nuevo León I	53.5 / 2	---	---
Baja California	Ejido Nuevo León II	26.6 / 1	---	---
Baja California	Ejido Saltillo I	53.5 / 1	---	---
Baja California	Ciclo Binario Cerro Prieto	8.55 / 1	---	---
Baja California Sur	Ciclo Binario Sta. Rosalía	1.5 / 1	---	---
Jalisco	Cerritos Colorados 1ª etapa	26.62 / 1	---	---
Jalisco	Cerritos Colorados 2ª etapa	26.62 / 2	---	---
Chiapas	El Chichonal	26.6 / 1	---	---
Ciudad Hidalgo, Michoacán	Ciclo Binario Cuitzeo	1.5 / 1	---	---
TOTAL PREFACTIBILIDAD		224.99 MW	---	---
TOTAL		1536.99 MW	---	--

Fuente: Adaptado de Quintero *et al*, 2005 con datos de SENER, 2012a y CFE 2012c