



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**ESTADO DEL ARTE DE LOS SISTEMAS SOLARES TÉRMICOS DE  
CILINDROS PARABÓLICOS Y TORRE CENTRAL Y SU POSIBLE  
APLICACIÓN EN MÉXICO**

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

**INGENIERO MECÁNICO**

**P R E S E N T A :**

**ANDRÉS ORTIZ ALFARO**

Asesor: Ing. Augusto Sánchez Cifuentes



MEXICO, D.F.

2009



Universidad Nacional  
Autónoma de México



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

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

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

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

*A Claudia, el principio de muchos caminos aún por recorrer.*

*A mi familia, por enseñarme de donde vengo...ahora sé a donde voy*

*A mis amigos, la familia que he encontrado entre extraños*

# Indice

I. Objetivos y justificación .....	7
1.1 Objetivos .....	7
1.2 Justificación .....	7
II. Antecedentes.....	8
2.1 Energía solar térmica y su conversión .....	8
2.2 Desarrollo histórico .....	11
2.3 Actualidad de los sistemas de cilindros parabólicos y de torre central.....	13
2.4 Estadística de la energía en México .....	19
2.4.1 Desarrollo histórico de la producción y consumo de energía en México .....	20
2.4.2 Distribución y potencial de las diversas fuentes de energía en el país.....	26
2.4.3 Contexto Internacional de la producción de energía eléctrica.....	32
2.4.4 Fig.18 Costo de generación actual por México por fuente (CFE, 2008) .....	31
2.4.5 Contexto Internacional de la producción de energía eléctrica.....	32
III. Descripción de los sistemas de torre central y cilindros parabólicos .....	36
3.1 Sistema solar con foco lineal o CCP (Captador cilindro-parabólico).....	36
3.1.1 Introducción.....	36
3.1.2 Estructura del captador: .....	37
3.1.3 Espejos o reflectores: .....	40
3.1.4 Receptores .....	41
3.1.5 Sistemas de control y movimiento.....	42
3.2 Sistema de torre central y campo de helióstatos.....	44
3.2.1 Introducción .....	44
3.2.2 Torre y captador central .....	45
3.2.3 Campo de helióstatos.....	46
3.2.4 Fluidos de trabajo .....	51
3.3 Ciclos y sistemas .....	53
3.4 Sistemas de almacenamiento de energía térmica .....	57
3.4.1 Objetivos.....	57
3.4.2 Mecanismos de almacenamiento térmico .....	59
3.4.3 Medios de almacenamiento térmico .....	60

3.5 Análisis económico de los sistemas propuestos .....	63
IV. Estudio de los sitios de probable aplicación.....	68
4.1 Revisión de la distribución de radiación solar en el país.....	68
4.2 Lugares óptimos de acuerdo a su geografía y entorno urbano.....	69
4.3 Revisión de apoyos y subvenciones a proyectos.....	70
V. Conclusiones.....	74
VI. Glosario.....	76
VII. Bibliografía .....	77

## **Resumen**

Existen dos principales sistemas actualmente para la conversión de la energía solar térmica en energía eléctrica: Cilindros Parabólicos y Torre Central.

Estos sistemas se impulsaron en la década de los 70's y 80's y posteriormente se abandonaron los proyectos debido a su alto costo en comparación con los métodos tradicionales de generación de energía eléctrica.

Estos dos sistemas se basan en la concentración de la energía solar radiante para generar vapor de agua a alta presión, con lo que posteriormente se consigue impulsar un ciclo Rankine. Se han tenido grandes avances desde las primeras instalaciones comerciales en Estados Unidos, logrando tener reducciones en los costos de operación de hasta 30%. Por otro lado, el incremento en la demanda y la mejora en los diseños, ha permitido también reducir considerablemente el costo de instalación. Por lo que ahora si se cuenta con estímulos fiscales o algún apoyo para el campo solar, es posible generar energía eléctrica a costos competitivos con cualquier otra fuente.

México tiene un gran potencial solar distribuido a lo largo de toda la república, por lo que es de suma importancia invertir en tecnologías que permitan aprovecharlo para poder disminuir la dependencia de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica.

# **I. Objetivos y justificación**

## **1.1 Objetivos**

Realizar un estudio del estado del arte de las tecnologías solares térmicas de torre central y de cilindros parabólicos y revisar su posible aplicación en la situación económica actual del país, logrando emitir ciertas recomendaciones sobre los posibles lugares de aplicación y las ventajas que esta aplicación podría tener.

## **1.2 Justificación**

Se han postulado varias tesis, artículos y publicaciones en el país sobre el desarrollo tecnológico de la energía solar térmica de pequeña escala y con fines no dirigidos a la producción de energía eléctrica. Sin embargo, no existe actualmente una descripción justificada y extensa del panorama a futuro del país, en cuanto a la posible implementación de tecnologías ya desarrolladas en el ámbito mundial concernientes a la energía solar térmica de potencia conectada a la red; por lo que se espera con este trabajo generar una visión mas clara y objetiva sobre la posibilidad del uso de las fuentes energéticas solares de torre central y de cilindros parabólicos a la vez que se documente de forma clara y sencilla el estado del arte de dichas tecnologías.

## II. Antecedentes

La energía solar es la radiación electromagnética que llega a la tierra directamente desde el sol y que es generada por reacciones de fusión nuclear en todo el cuerpo solar. Llega a la Tierra como un conjunto de radiación de diversas longitudes de onda que pueden dividirse en tres grandes grupos: Radiación ultravioleta, que compone el 9% de la total y tiene longitudes de onda menores a  $0.4 \mu\text{m}$ ; luz visible que está comprendida en el rango de  $0.4\text{-}0.7 \mu\text{m}$  de longitud de onda y representa el 45% de la total, y radiación infrarroja que con el 46% de la radiación total tiene longitudes de onda mayores que  $0.7 \mu\text{m}$  (Kruger, 2006). Esta última es la que trae consigo la energía que conocemos como calor radiante y por lo tanto es de gran interés para el desarrollo de la tecnología solar térmica.

La Tierra recibe del sol anualmente alrededor de  $5.4 \times 10^{24}$  Joules, lo que representa unas 4,500 veces el consumo actual de energía a nivel mundial (Pilatosky, 2008). Existen una gran cantidad de métodos para aprovechar ésta energía proveniente del sol; se puede aprovechar directamente el calor que llega para calentar espacios residenciales, comerciales o industriales, así como para precalentar ciertos fluidos en procesos industriales. El uso más extenso de la tecnología solar térmica actual es con fines domésticos para el calentamiento de albercas y agua en general. La energía solar también puede, mediante equipos especiales, calentar agua aprovechando la energía térmica radiante del sol, para generar vapor a altas temperaturas y presiones, con lo que se consigue mover una turbina de vapor convencional para así generar electricidad. A estos sistemas se les llama de energía solar térmica de media y alta temperatura y se describirán más extensamente a continuación.

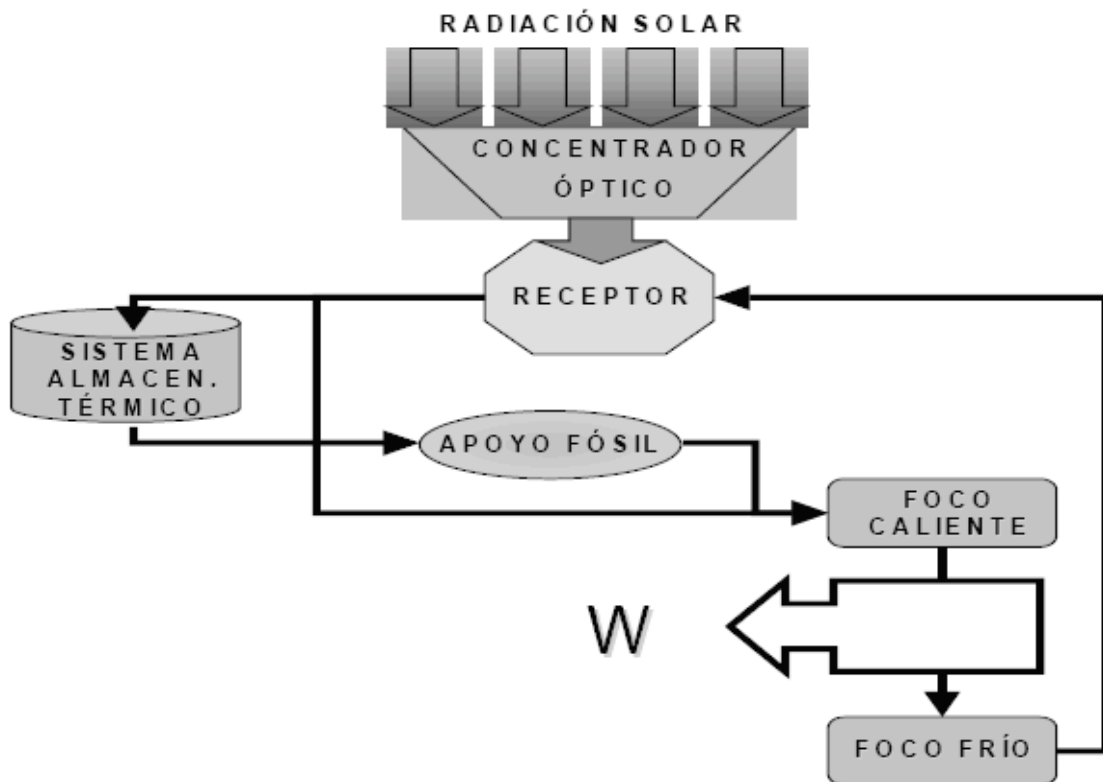
### ***2.1 Energía solar térmica y su conversión***

En cuanto a componentes de la radiación solar, desde el punto de vista de las aplicaciones actuales, conviene distinguir dos: la radiación solar directa y la radiación solar difusa. La primera es la radiación solar que llega a



la superficie de la tierra directamente del disco solar (en línea recta), pero atenuada en su intensidad por la acción de la atmósfera. La segunda es la radiación que ha sido dispersada (esparcida) por las componentes de la atmósfera, de modo que llega a la superficie desde diferentes puntos de la bóveda celeste, pero no del disco solar. Estas dos componentes conforman lo que se conoce como la radiación solar global, o hemisférica (Mulás del Pozo, 2005).

Las Centrales Solares Termoeléctricas (CET) son sin duda una de las tecnologías energéticas renovables que pueden hacer un aporte considerable de electricidad no contaminante en el mediano plazo (Becker, Macias, Ajona, 1996. Citado por Romero, 2008) La tecnología solar termoeléctrica consiste en el empleo de la radiación solar incidente sobre la superficie terrestre para el calentamiento de un fluido que se hace pasar posteriormente por una etapa de turbina, en las configuraciones sólo-primario, o a través de un sistema de intercambio térmico con otro fluido que circula por la turbina en la configuración conocida como primario-secundario. Tras la etapa compuesta por los equipos propiamente solares (concentrador óptico y receptor solar), éste esquema tiene muchas similitudes con las tecnologías termoeléctricas convencionales basadas en la conversión en energía mecánica del calor y ulteriormente la generación eléctrica en un alternador a partir de un movimiento mecánico rotativo. El diagrama de bloques correspondiente se muestra en la Figura 1. En ella se ha insertado un lazo de almacenamiento y un apoyo fósil discrecional, que eventualmente pueden servir para desacoplar la irradiancia y la potencia producida, en el caso de que el perfil de demanda discrepe del aporte solar. El sistema descrito puede proporcionar una impresión de sencillez tecnológica que sin embargo, no resultaría fidedigna a la vista de la complejidad que entraña la necesidad de concentración solar (Romero, 2008).



**Fig.1 Esquema general de los procesos en centrales solares termoeléctricas (Romero, 2008)**

Las centrales termosolares para producción de electricidad implican siempre diseños de sistemas de concentración que tratan de migrar a gran tamaño, y en condiciones reales de operación, geometrías que se aproximan a la del concentrador parabólico ideal. Los tres conceptos de concentración solar más utilizados son (Winter, et al, 1991, Citado por Romero, 2008):

- **Sistemas de torre o de receptor central:** Consisten en un campo de helióstatos que siguen la posición del Sol en todo momento (elevación y acimut) y orientan el rayo reflejado hacia el foco colocado en la parte superior de una torre. Los órdenes de concentración son de 200 a 1.000 soles y las potencias unitarias de 10 a 200 MW.
- **Concentradores cilindro-parabólicos:** Son concentradores de foco lineal con seguimiento en un solo eje, concentraciones de la radiación de 30 a 80 veces y potencias por campo unitario de 30

a 80 MW. Cabe mencionar que un sol equivale a la cantidad de energía radiante recibida de forma natural proveniente del sol en cierta área, por lo que si tenemos 200 soles, ésto equivale a la concentración por unidad de área de 200 veces la radiación solar incidente en ese lugar.

- Discos parabólicos: Son pequeñas unidades independientes con reflector parabólico habitualmente conectado a un motor Stirling situado en el foco. Los niveles de concentración son superiores (1.000-4.000 soles) y las potencias unitarias son de 5 a 25 kW.



**Fig.2 Configuraciones más habituales de los sistemas de concentración solar por reflexión (Romero, 2008)**

## **2.2 Desarrollo histórico**

La energía proveniente del sol ha sido a través de los años uno de los recursos más valiosos que posee la humanidad. Su energía nos ha dado iluminación y ha hecho posible la vida en la tierra al aportar calor e iluminación para todos los seres vivos directa o indirectamente. El hombre ha aprovechado este valioso recurso para viajar, calentar sus alimentos, secar pieles y calentar sus hogares y durante la historia se ha visto al sol como la fuente máxima de energía. Se han creado e ideado innumerables proyectos y dispositivos capaces de aprovechar la energía del sol ya sea para proporcionar energía mecánica, eléctrica, térmica o luminosa.

Desde la era de los griegos se entendían los beneficios de la energía solar, como lo relata el historiador Xenophón en sus memorias, donde las enseñanzas del maestro Sócrates decían que la correcta orientación de cualquier estructura o edificación eran la clave para tener un ambiente fresco en verano y cálido en invierno (Kalogirou, 2004).

Gran parte de las fuentes de energía que conocemos provienen de una u otra manera de la energía radiante del sol. El petróleo y todos los demás combustibles fósiles, que son resultado de la descomposición de materia orgánica, se han transformado durante miles de años tomando su energía en principio del sol radiante. La lluvia que nos permite tener ríos y caídas de agua para la instalación de plantas hidroeléctricas en origen es agua evaporada de los mares y océanos por la energía del sol. Lo mismo pasa con el viento y las corrientes marinas. En general todos los tipos de energía que están presentes en la tierra exceptuando la geotérmica y la nuclear provienen del sol. De ahí la magnitud de importancia del sol en nuestro planeta.

La energía solar térmica aplicada tuvo sus primeros pasos en el año 212 a.C. donde Arquímedes ideó un aparato capaz de concentrar la energía del sol en un punto distante mediante un arreglo de espejos, con lo que supuestamente logró hundir a la flota romana que se aproximaba. Sorprendentemente pasaron casi 2000 años para que se tuviera registro de un invento de tal importancia respecto a energía solar, cuando en Europa y Arabia se idearon y construyeron hornos solares capaces de fundir metales como cobre e incluso hierro. Uno de estos hornos diseñado por el mismo Antoine Lavoisier alcanzó la increíble temperatura de 1750°C, la cual fue la máxima obtenida por un horno de este tipo en más de 100 años (Kalogirou, 2004).

De las primeras aplicaciones solares térmicas con fines de generar potencia eléctrica o mecánica, de las que se tiene conocimiento, datan de entre los años de 1864 y 1882, cuando se mostró en la exposición universal de París, un dispositivo que mediante el calor de la radiación solar generaba vapor de agua para mover un pequeño motor de desplazamiento positivo. En

el año de 1870 Ericsson construyó la primera máquina que contaba con un concentrador solar de tipo parabólico que funcionaba tanto con aire como con vapor de agua. En 1909 H.E. Wilsie logró algo que muchos anhelaban; construyó un eficaz sistema de almacenamiento de energía para utilizar en momentos cuando el sol era tapado por nubes e incluso para cuando era de noche. Fue en 1913 que se construyó una estación de canal parabólico de 41kW para bombear agua en Egipto. Fue después de esto que con la llegada de la primera y Segunda Guerra Mundial, y el posterior descubrimiento de petróleo barato en el medio oriente, se abandonaron los planes de construcción de cualquier planta solar (Ausra, 2008).

### **2.3 Actualidad de los sistemas de cilindros parabólicos y de torre central**

Durante la historia se ha visto siempre al sol como una excelente fuente de energía. Sin embargo, no fue hasta finales de la década de los 70 y principios de los 80 que se dio un impulso y un desarrollo serio de la energía solar como medio de producción de electricidad. Se construyeron alrededor del mundo diversas plantas basadas en la energía térmica del sol tales como la CESA 1, la Solar One y la Solar Two, las cuales llegaron a generar hasta 15 MW. La mayoría de estos proyectos se abandonó para mediados de los años 90 debido a que los bajos precios del petróleo no hacían rentable una planta de tipo solar. Los proyectos más importantes que siguieron en marcha para principios del año 2000 fueron los estadounidenses SEGS (Por sus siglas en inglés *Solar Energy Generating Systems*). Instalados en los desiertos de California que hasta la fecha producen 400MW mediante el esquema Concentrador-Cilindro-Parabólico o CCP, y los proyectos españoles Solnova, Andasol y PS que cuentan con la primera planta de torre central comercial del mundo así como con la primera planta comercial de Europa de tipo CCP. De éstas, destaca el proyecto Andasol 1 ya que es la primera planta comercial de Europa a gran escala con generación por medio de CCP, tendrá también la primer forma eficiente de almacenamiento prolongado de energía. Ésta podrá almacenar energía suficiente como para trabajar a un ritmo normal aún durante 7 horas, con lo que se coloca como

una de las mejores opciones a nivel mundial en la actualidad (Ausra, 2008). El parque solar instalado en los desiertos de California es el más grande y con más experiencia a nivel mundial, por lo que será tomado posteriormente como referencia y será descrito mas adelante.

Actualmente se ha propuesto un nuevo proyecto por medio de la generación directa de vapor aprovechando los elementos de las plantas SEGS. Dentro del proyecto, el aceite como fluido de transferencia de calor será remplazado por agua, la cual se evapora directamente y se sobrecalienta a temperaturas de 400 grados Celsius con una presión superior a 10 MPa. Éste vapor puede ser alimentado directamente a una turbina de vapor, y de esta forma el intercambiador de calor y el aceite no son necesarios. Dicho proyecto reducirá los costos e incrementará la eficiencia anual. Posteriormente, una reducción de costos y mejor eficiencia se obtendrá con el proyecto Eurocanal (Geyer y Quaschnig, 2000). El objetivo principal del proyecto es desarrollar una estructura de concentrador de canal parabólico mejorada. Los prototipos de ambos proyectos en desarrollo se han instalado y probado en la Plataforma Solar de Almería.

El funcionamiento de las plantas SEGS ha continuado mejorando su tiempo de vida operacional. Con la supervisión de *Kramer Junction* (uno de los parques solares más recientes) se ha alcanzado una reducción del 30% en costos de operación y mantenimiento durante los últimos cinco años, incrementando al mismo tiempo las eficiencias de planta a valores pico diarios de 20%. Este es el resultado de la aplicación de mejores programas en el diseño del concentrador y los procedimientos de operación y mantenimiento, llevados a cabo en colaboración entre la compañía de operación de *Kramer Junction* y los Laboratorios Nacionales Sandia en Albuquerque, Nuevo México. Además compañías de fabricación de componentes de concentradores parabólicos han hecho avances. Por ejemplo, en Israel SOLEL ha mejorado los tubos absorbedores y *Pilkington Solar* ha desarrollado procesos mejorados e integración de sistemas para generación de potencia más eficiente. Se estima que nuevas plantas, con

tecnología actual con las mejoras anteriores producirían energía limpia a un costo de EUA\$ 0.12 a 0.20 / KWh (Almanza, 2003).

Actualmente España está a la cabeza en proyectos solares en construcción con 9 centrales bajo el esquema CCP y una de torre central. Estas cifras nos dan una idea de la orientación del mercado por el sistema de cilindros parabólicos debido a su probada factibilidad económica y técnica y de la importancia que este tipo de tecnología podrá alcanzar en un futuro cercano.

La energía solar de torre central ha tenido poco desarrollo comercial en comparación con la tecnología de cilindros parabólicos. La primera planta de éste tipo en entrar en operación fue la estadounidense *Solar One*. Inició sus operaciones en 1982 con una capacidad de generación de 10MW eléctricos.

	Cilindro-parabólicos	Receptor Central	Discos Parabólicos
Potencia	30-80 MW*	10-200 MW*	5-25 kW
Temperatura operación	390 °C	565 °C	750 °C
Factor de capacidad anual	23-50 %*	20-77 %*	25 %
Eficiencia pico	20 %	23 %	29,4 %
Eficiencia Neta Anual	11-16 %*	7-20 %*	12-25 %
Estado comercial	Disponible comercialmente	Demostración	Prototipos-demostración
Riesgo Tecnológico	Bajo	Medio	Alto
Almacenamiento disponible	Limitado	Sí	Baterías
Diseños híbridos	Sí	Sí	Sí
Coste W instalado			
€/W	3,49-2,34*	3,83-2,16*	11,00-1,14*
€/Wp**	3,49-1,13*	2,09-0,78*	11,00-0,96*

**Fig.3 Características importantes de las plantas solares térmicas (Romero, 2008)**

\* Referido al periodo 1997-2030.

\*\* €/Wp se refiere al costo por W instalado eliminando el efecto de almacenamiento de energía, tal y como se hace en la energía solar fotovoltaica.

Debido a la experiencia satisfactoria obtenida en cuanto a demostración de tecnología y factibilidad de implementación en *Solar One*, ésta se modificó y remodeló para incrementar su capacidad y renovar los sistemas de seguimiento del campo de helióstatos, dando origen a la planta *Solar Two*.

En éstos años de operación se dieron grandes avances tecnológicos en la generación de energía por medio térmico-solar. A la planta *Solar Two* se le hicieron modificaciones para funcionar con sales fundidas (una mezcla de 60% de nitrato de sodio y 40% de nitrato de potasio). Otorgándole mucha mayor estabilidad en periodos breves de baja irradiación solar que incluso le permitía generar electricidad durante la noche, lo que hacía que la planta fuera un proyecto más rentable y atractivo para una empresa. En conjunto estos dos proyectos generaron gran parte del conocimiento necesario para el desarrollo de plantas posteriores del tipo torre central, teniendo sus más grandes avances en los sistemas de seguimiento, los espejos y el almacenamiento térmico. La planta *Solar Two* fue desmantelada y convertida en un centro de observación de rayos cósmicos en el año 1999 por la Universidad de California (Sargent & Lundy, 2003).

Se pueden destacar los siguientes aspectos como los más importantes del proyecto Solar Two (Reilly y Pacheco, 2000):

- Dió validez al modelo de receptor, sistema de almacenamiento y generador de vapor por medio de sales fundidas para su uso posterior en escala comercial.
- Aportó información experimental para las proyecciones de costo de inversión y mantenimiento de una planta con tecnología de torre central.
- Sentó las bases de un modelo a seguir en la formación de consorcios comerciales de riesgo compartido para la posterior construcción de plantas similares.

Después de este primer período hubo una época en la que se abandonaron éste tipo de proyectos y hubo poca inversión en el desarrollo de componentes especiales para las torres solares. Los siguientes proyectos se presentaron en España donde en el 2007 entró en operaciones una planta de torre central construida por Abengoa, la que es llamada la primer planta comercial de torre central del mundo, la PS10. Esta planta de 11MW eléctricos consta de un campo de helióstatos con 624 espejos con un área total de 75,000 metros cuadrados en forma de una semielipse al norte de la



torre. Configuración que permite maximizar la radiación captada y minimizar las pérdidas de calor (Abengoa Power Tower Plants, 2008).

Otras dos plantas están en construcción en este momento una junto a la ya existente en España, la PS20 , y la Solar Tres en Andalucía. Ésta última es la sucesora de las *Solar One* y *Solar Two* construidas en estados unidos.

La PS20 en construcción en el mismo campo de pruebas que la PS10 generará 20MW eléctricos, lo que la convertiría en la planta comercial de tipo torre central de mayor capacidad jamás construida. Funcionará bajo el mismo esquema que la PS10 mediante sales fundidas, pero tendrá un tamaño mucho mayor. El campo de helióstatos de la PS20 está planeado para ser de aproximadamente un kilómetro cuadrado. No siendo tanto mayor que el de su predecesora la PS10 generará el doble de energía eléctrica, donde se ven reflejadas las mejoras significativas en los sistemas de seguimiento solar, almacenamiento térmico y generación de vapor.

<b>País y detalles de planta</b>	<b>Proyecto, propuesto y estudio de factibilidad desarrollado</b>	<b>Consortio formado y listo para publicar la licitación</b>	<b>Cierre del trato</b>	<b>Construcción empezada</b>	<b>Planta construida y operando</b>
Algeria 25MW CCP ciclo combinado	• • • • •	• • • • •	• • • • •	2006	Posiblemente 2009
Arizona 1MW CCP	• • • • •	• • • • •	• • • • •	• • • • •	Desde 2006
Australia 38 MW Fresnel a carboeléctrica	• • • • •	• • • • •	• • • • •	Primera fase	
Australia 250 MW Fresnel	• • • • •				
Australia 120 Kw. Torre central	• • • • •	• • • • •	• • • • •	• • • • •	2006
China 50 MW CCP	• • • • •				
India 5 MW Fresnel	• • • • •	• • • • •			
Irán 65 MW CCP	• • • • •				
Israel 100 MW CCP	• • • • •	• • • • •			
Jordán 135 MW CCP	• • • • •	• • • • •			

Fig. 4 Desarrollo de proyectos actuales y futuros en plantas solares termoelectricas (Banco Mundial, 2006)

Portugal 5 MW Fresnel	• • • • •	• • • • •			
España Andasol-1 50 MW CCP	• • • • •	• • • • •	• • • • •	Julio del 2006	Finales del 2007
España Andasol-2 50 MW CCP	• • • • •	• • • • •	• • • • •	2006	principios 2008
España PS10 11 MW Torre central	• • • • •	• • • • •	• • • • •	• • • • •	Ago-06
España Solar-2 15 MW Torre central	• • • • •	• • • • •			
España SolarGenix 15 MW CCP	• • • • •	• • • • •			
España Iberdrola 7x15 MW CCP	• • • • •	• • • • •			
España HC 2x50 MW CCP	• • • • •	• • • • •			
España Abengoa 2x20 MW Torre central, 50 MW CCP	• • • • •	• • • • •			
España 5 MW CCP	• • • • •	• • • • •			
España 5 MW Fresnel	• • • • •	• • • • •			
Sudáfrica 100 MW Torre central	• • • • •				

**Fig.4 Desarrollo de proyectos actuales y futuros en plantas solares termoelectricas. Continuación.(Banco Mundial, 2006)**

Actualmente la tecnología de cilindros parabólicos es la más avanzada de las tecnologías solares térmicas de potencia debido a la gran experiencia comercial adquirida por el desarrollo de empresas dedicadas a la producción y comercialización de estos sistemas (Kalogirou, 2004). La primera de las centrales SEGS construída en 1984 tenía un sistema de almacenamiento térmico basado en aceite mineral que le proveía de 3 horas para seguir produciendo electricidad una vez que el sol se había ocultado. El sistema que estaba constituido por dos tanques donde se almacenaban el aceite frío y caliente podía alcanzar una temperatura máxima de 300°C, por lo que no representaba gran desafío técnico. Posteriormente se alcanzaron temperaturas de 390°C en los captadores haciendo riesgoso utilizar el mismo sistema en base a aceite mineral ya que este último era altamente flamable a dichas temperaturas haciendo imposible el almacenamiento térmico. Hoy en día existen propuestas y desarrollos experimentales para utilizar tanques de sales fundidas similares a los que se utilizan en las centrales solares de torre,

lo que podría disminuir de manera importante los costos de generación para las plantas tipo CCP al poder competir y generar varias horas después de haberse ocultado el sol e incluso durante periodos de días nublados (Herrmann, Kelly, Price, 2004).

A partir del año 2004 el mercado mundial ha mostrado un renovado interés en las plantas térmicas solares, lo que se ha reflejado en la construcción de varias plantas a nivel mundial como la Nevada Solar One de Estados Unidos o la PS10 de España. A su vez se han anunciado más de 10 proyectos de construcción para plantas similares en los Estados Unidos y España, y se han promocionado mas de 30 en los citados países (RENEWABLES, 2007).

Sería también importante resaltar que recientemente varias naciones han tenido políticas en apoyo a las energías renovables y de ésto se dan unos ejemplos:

- 25 países de la Unión Europea han definido en promedio como objetivo para el 2010: 25% en electricidad y 12% en energía total.
- España (Decretos reales de 1994,1997-98, 2002): meta 30% del consumo de energía primaria en el 2020 con fuentes renovables de energía.
- China (ley ER, enero 2006): meta 15% del consumo de energía primaria en el 2020 con fuentes renovables de energía.
- Estados Unidos: en 2006 acrecienta presupuesto pro ER (+65%biomasa, +79% solar, +13% eólica), (Best y Brown, 2008)

## ***2.4 Estadística de la energía en México***

Antes de la revolución industrial, el sol era la única fuente de energía ampliamente disponible para la humanidad. Se ha usado desde hace por lo menos un millón de años, fecha que marca la primera fogata hecha por un homínido. La triunfante revolución de alta tecnología químico-eléctrica de principios del siglo XX fue producto de la aplicación de los últimos desarrollos científicos y tecnológicos a la producción agrícola e industrial, manifiesta en

las grandes plantas generadoras de electricidad; la producción de una diversidad de productos químicos en cantidades industriales, el descubrimiento y desarrollo de nuevos materiales y el ensamblaje efectivo y rápido de automóviles. Todo ello permitió la instalación de sistemas de iluminación domésticos, el uso regular de los novedosos artículos químicos y el transporte individual o familiar particularizado y nos llevó a consumir de 8,368 KJoule./día por cada humano en las épocas primitivas a 962,300 KJoule./día que utilizamos en la actualidad (Jardón, 1995).

#### **2.4.1 Desarrollo histórico de la producción y consumo de energía en México**

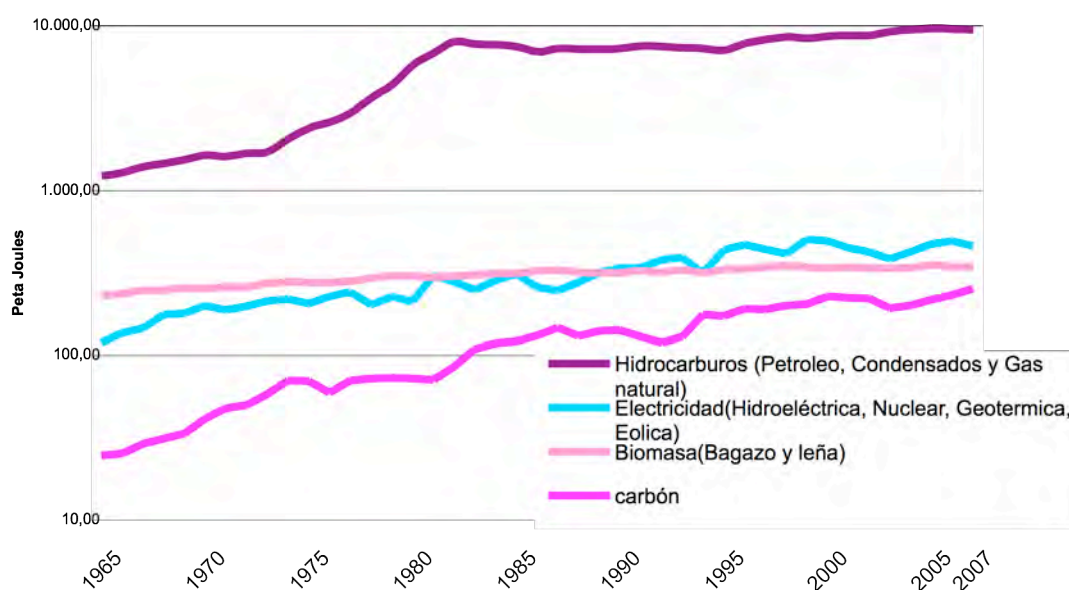
En México la energía ha sido históricamente dependiente de los hidrocarburos y del petróleo específicamente. Como se podrá apreciar en las Figuras 9 y 10, en la generación bruta de energía y en la producción de energía eléctrica salvo las grandes centrales hidroeléctricas, las energías renovables no proveen un porcentaje importante y éstas no han tenido mucho desarrollo si no hasta hace pocas décadas. En el caso específico de la energía solar térmica, el mercado mexicano se enfocó al calentamiento de agua para uso doméstico, calentamiento de albercas y acondicionamiento de espacios. Este mercado ha tenido un mucho mayor crecimiento en años recientes debido a los elevados costos del gas y a la creciente preocupación por el medio ambiente. En México se ha pasado de instalar 44,800 m<sup>2</sup> de calentadores solares y un total instalado de 370,000 en el año 2000, a 165,000m<sup>2</sup> y un total de 1,159,500 respectivamente en el año 2008 (ANES,2009). Esto es un incremento considerable si vemos a México como un mercado aislado que está respondiendo a la necesidad de mejoras tecnológicas y ambientales; sin embargo, Alemania aun si ser un país con un potencial solar especialmente importante instala cada año mas de 1,000,000 de metros cuadrados de calentadores solares. Esto nos hace notar la importancia que este tipo de soluciones debería representar para un país tan rico en energía solar como México.

Respecto a la energía solar fotovoltaica, las instalaciones en México se destinan a electrificación en zonas rurales o para fines muy concretos de iluminación, bombeo, refrigeración o para fines demostrativos. De acuerdo

con la Asociación Nacional de Energía Solar, se tienen 19.4MW fotovoltaicos instalados en el país.

La única aplicación con fines de producción de energía eléctrica ha sido el proyecto solar de Agua Prieta en Sonora, donde se ha utilizado un campo solar de cilindros parabólicos para disminuir el consumo de combustibles fósiles de un ciclo combinado.

**Fig.5 Desarrollo energético de México de 1965 a la fecha (BP Global, 2008)**



Las necesidades de energía eléctrica de una economía como la mexicana, exigen una constante expansión y modernización para soportar el crecimiento de la demanda y la competitividad de las industrias. El sector energético constituye un importante patrimonio que debe impulsarse para que contribuya al desarrollo Nacional, es decir, una mejor infraestructura permitirá un crecimiento económico y social en el país que traerá consigo bienestar (Durán et al, 2006). Esto queda plasmado en el gráfico 5 donde podemos apreciar el desarrollo que han tenido los energéticos y la generación de electricidad en el país.

Se puede notar en la figura 5 que los combustibles fósiles han siempre jugado un papel crucial para el país desde que se tiene registro. Los valores que tienen éstos como energéticos primarios son hasta 20 veces mayores

que cualquier otro. Por otro lado la energía eléctrica obtenida por fuentes no fósiles ha pasado de tener un valor de 119 PJoules en 1965 a 458 PJoules en el 2007, los combustibles fósiles como energéticos primarios han incrementado de 1570 PJoules en 1965 a 10,522 PJoules en el 2007 donde vemos que para un aumento de poco menos de 4 veces en la generación de energía eléctrica se ha tenido un aumento de casi 7 veces en la utilización de combustibles fósiles para el mismo período.

Si observamos las reservas probadas, el consumo y la producción histórica de petróleo en México (Figuras 6 y 7) y suponemos patrones similares para el futuro se puede notar que es un recurso limitado, por lo que habría que planear disminuir la dependencia en todos los rubros a este energético.

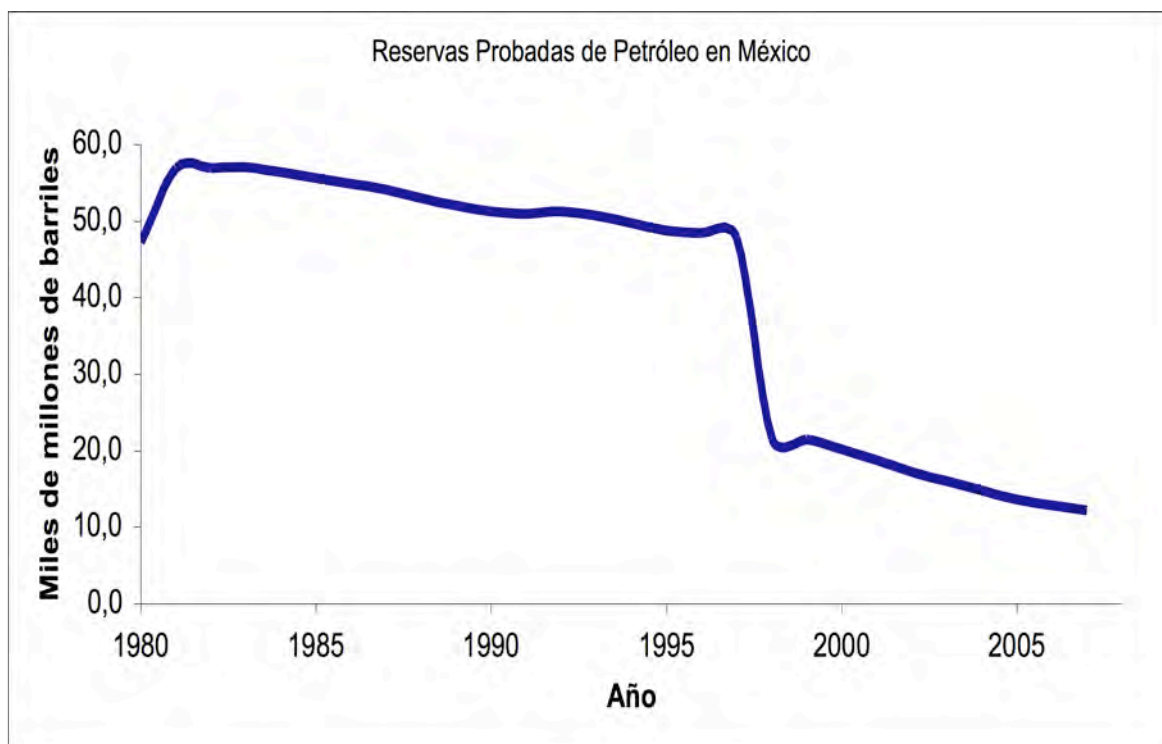


Fig.6 Reservas probadas de petróleo en México (BP Global, 2008)

### Producción y Consumo Histórico de Petróleo en México

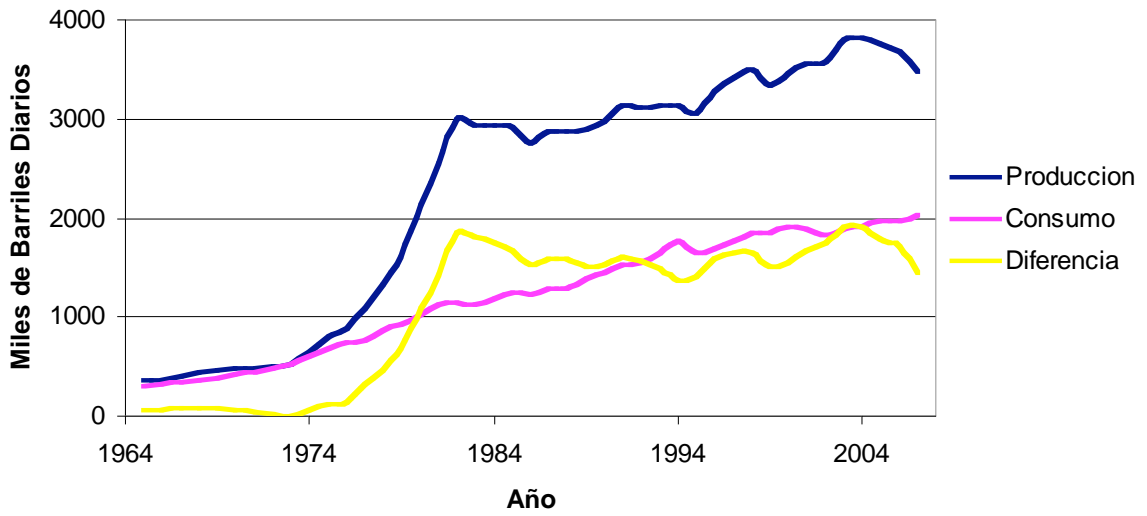


Fig.7 Producción contra consumo de barriles de petróleo diarios en México (BP Global, 2008)

### Duración de reservas probadas

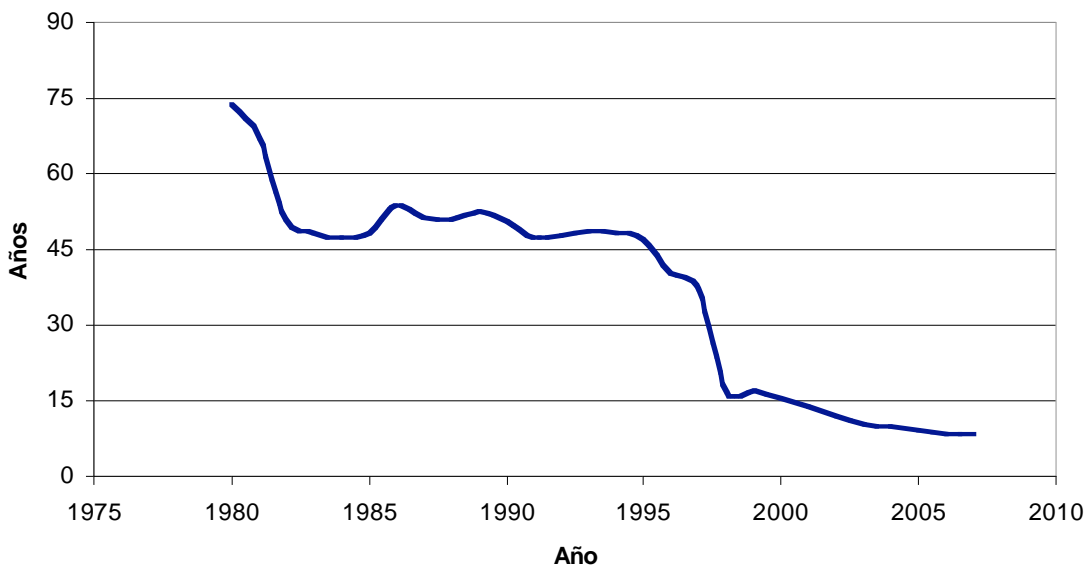


Fig.8 Estimado de duración de las reservas probadas según datos oficiales (BP Global, 2008)

La figura 8 nos muestra la relación entre las reservas probadas de petróleo y la producción de cada año, que en otras palabras nos indica la

duración de las reservas probadas de acuerdo al nivel de consumo y exportación del país. Resulta interesante que en 1980 de acuerdo al nivel de producción y a las reservas probadas que se tenían, se estimaba que el petróleo podría durar casi 70 años sin que se descubrieran nuevos yacimientos mientras que al cierre del año 2007 éste estimado fue de 9 años. Si bien éstos valores carecen de datos importantes como son las reservas probables para poder generar predicciones mucho mas correctas, sirven bien como referencia. De no encontrarse nuevos yacimientos importantes en el país podríamos enfrentar en el futuro cercano una crisis energética importante y que a pesar de encontrarse se deberían tener planes energéticos menos dependientes del petróleo por que ciertamente podemos observar que no es un recurso renovable.

Por otro lado si nos enfocamos puramente en la energía eléctrica podemos ver también una clara tendencia a la utilización de combustibles fósiles para la generación de potencia. Históricamente hubo periodos de gran impulso a la energía hidráulica de gran escala y a la geotermia pero éstas se han visto siempre superadas en capacidad por centrales termoeléctricas funcionando con combustibles fósiles. Reflejo de anterior, es la distribución por fuente que se tiene actualmente para la generación de electricidad.

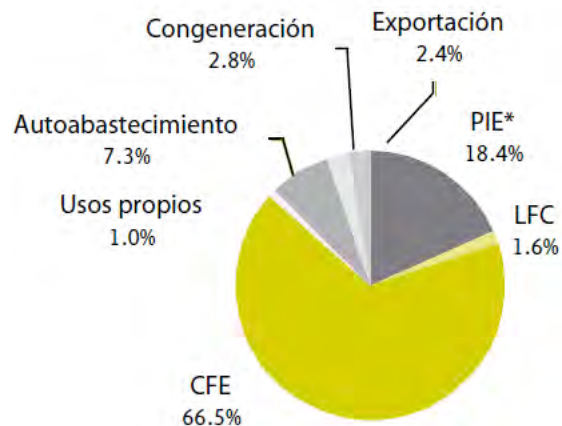
Capacidad efectiva instalada de generación eléctrica por fuente [MW]					
	2004	2005	2006	2007	2008
Total	46,013.86	46,122.77	48,469.81	50,726.53	50,803.45
CFE y LFC	38,748.96	37,871.87	38,082.91	39,269.63	39,346.55
Termoeléctrica	23,487.48	22,401.41	22,597.05	22,930.46	23,002.69
Vapor	13,758.50	12,710.50	12,670.50	12,865.10	12,865.10
Ciclo combinado	4,776.22	4,780.22	5,095.80	5,416.46	5,456.26
Turbogas	2,703.08	2,632.12	2,549.06	2,332.21	2,365.21
Combustión interna	149.675	178.575	181.685	216.69	216.12
Dual	2,100.00	2,100.00	2,100.00	2,100.00	2,100.00
Carboeléctrica	2,600.00	2,600.00	2,600.00	2,600.00	2,600.00
Nucleoeléctrica	1,364.88	1,364.88	1,364.88	1,364.88	1,364.88
Geotérmica	959.5	959.5	959.5	959.5	964.5
Eólica	2.175	2.175	2.175	85.48	85.25
Hidroeléctrica	10,334.92	10,543.91	10,559.31	11,329.31	11,329.23
Productores externos	7,264.90	8,250.90	10,386.90	11,456.90	11,456.90

Fuente: Sistema de Información energética con datos de CFE y LFC

**Fig.9 Capacidad efectiva instalada de generación por fuente (SIE, 2008)**



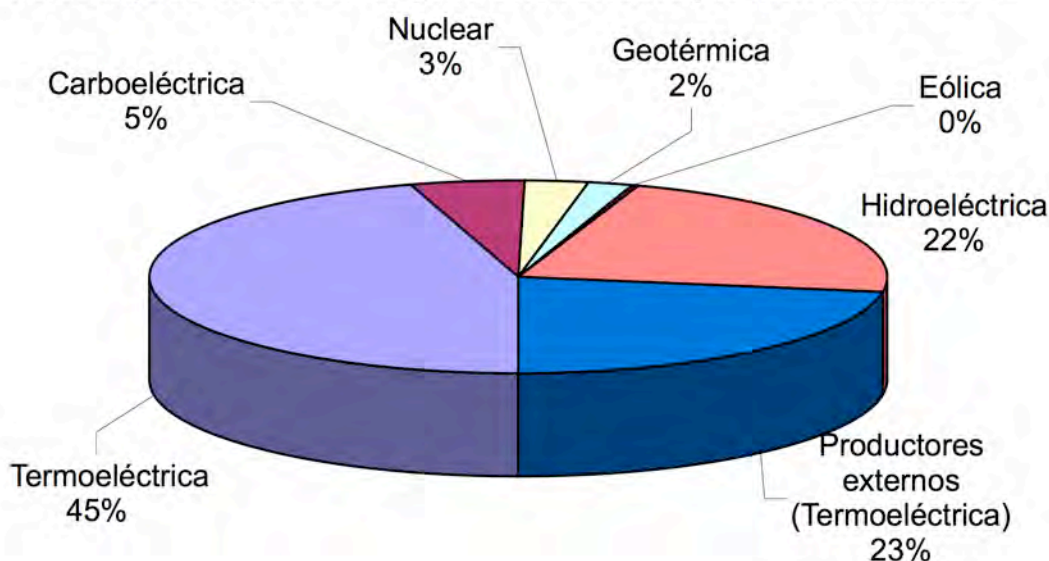
Considerando que todos los productores externos tienen ciclos combinados que funcionan con gas natural, se puede ver que poco más del 70% de la energía eléctrica de México se genera en base a combustibles fósiles y que solamente el 2.1% se obtiene de fuentes de energía renovables, sin considerar la hidroeléctrica de gran escala como se puede apreciar en la figura 10. Podemos destacar también el reciente crecimiento de los productores independientes que han encontrado un buen mercado en la generación de energía eléctrica y como consecuencia en sólo 8 años desde que se permitió la producción de terceros para su venta a CFE, producen actualmente una cuarta parte de la energía eléctrica total del país (Figura 11).



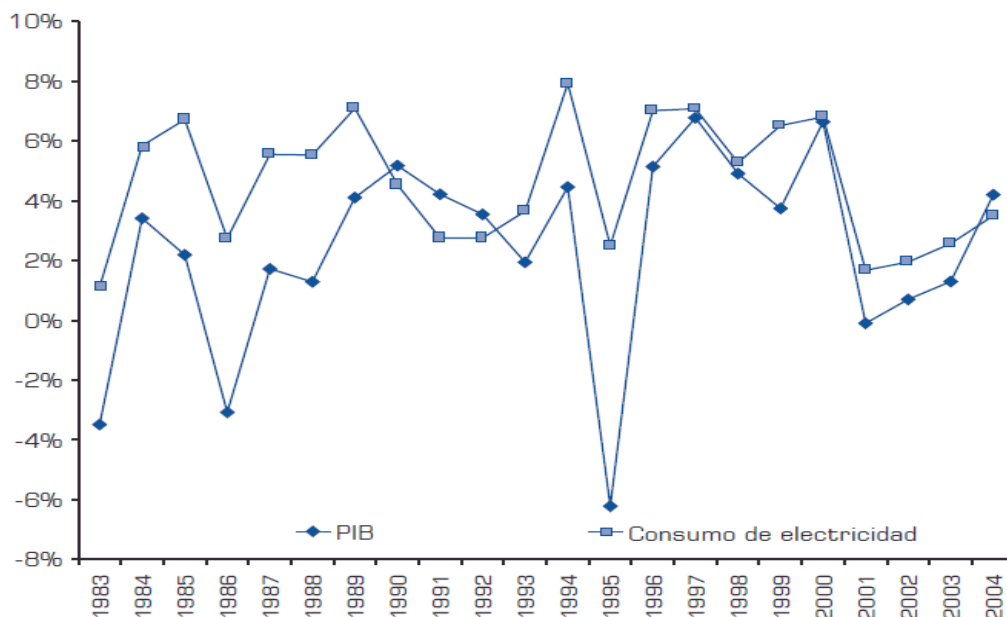
**Fig.11 Uso de energía eléctrica en México( SENER, 2008)**

Hay que recordar que todos los productores independientes trabajan ciclos combinados impulsados por combustibles fósiles, lo que continúa con la larga tendencia del uso de éstos para producir energía eléctrica en la historia del país.

**Porcentaje de Capacidad de generación efectiva por fuente en México**



**Fig.10 Distribución de la capacidad de generación efectiva instalada por fuente (SIE, 2008)**



**Fig.12 Consumo de electricidad contra Producto Interno Bruto de México (SENER, 2008)**

El consumo de energía eléctrica está íntimamente ligado a la economía del país ya que la mayoría de las actividades que impactan en el producto interno bruto son grandes consumidoras de energía eléctrica, de forma que se puede estimar el consumo eléctrico en base a indicadores económicos y viceversa como podemos observar de la figura 12.

#### **2.4.2 Distribución y potencial de las diversas fuentes de energía en el país**

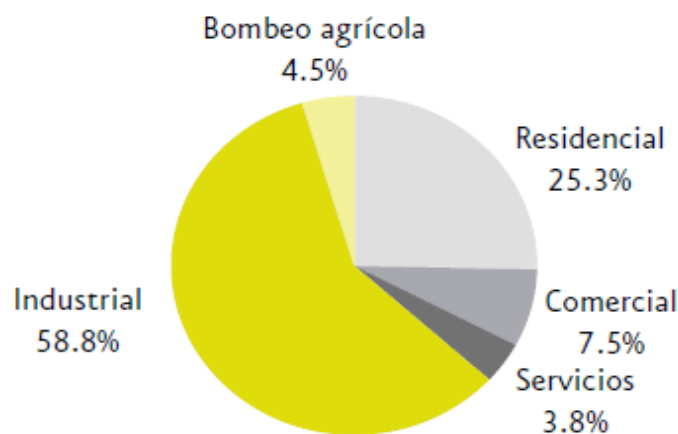
El consumo y la generación de energía eléctrica en el país no está equitativamente distribuido. De forma natural, los energéticos más abundantes del país (Hidrocarburos y Caudales de agua) no se encuentran donde se tiene el mayor consumo de energía eléctrica lo que obliga a tener grandes distancias entre el área de producción y el área de consumo. El sureste del país que tiene el 35% de la capacidad instalada efectiva de generación, solo acredita el 14% del consumo de ésta (SIE, 2008) por lo que los excedentes energéticos deben ser transmitidos al resto del país teniéndose grandes pérdidas en el trayecto. Actualmente la capacidad de generación efectiva se distribuye regionalmente de la siguiente forma (SIE, 2009):

- Noroeste 13.8 %
- Noreste 27 %
- Centro-Occidente 13.7 %
- Centro 9.5 %
- Sur- Sureste 35.6 %

Mientras que el consumo por región esta distribuido de la siguiente manera (SIE, 2008):

- Noroeste 13.6%
- Noreste 24.1%
- Centro-Occidente 22.9%
- Centro 25.1%
- Sur-Sureste 14.2%

De igual forma la venta de energía eléctrica por sector tiene una distribución desigual ya que la gran mayoría de los usuarios son domésticos, pero dado su bajo consumo sólo representan el 24% de las ventas. La figura 13 ilustra la distribución del consumo de la energía eléctrica en el país.



**Fig.13 Uso final de la energía eléctrica en México (SENER, 2007)**

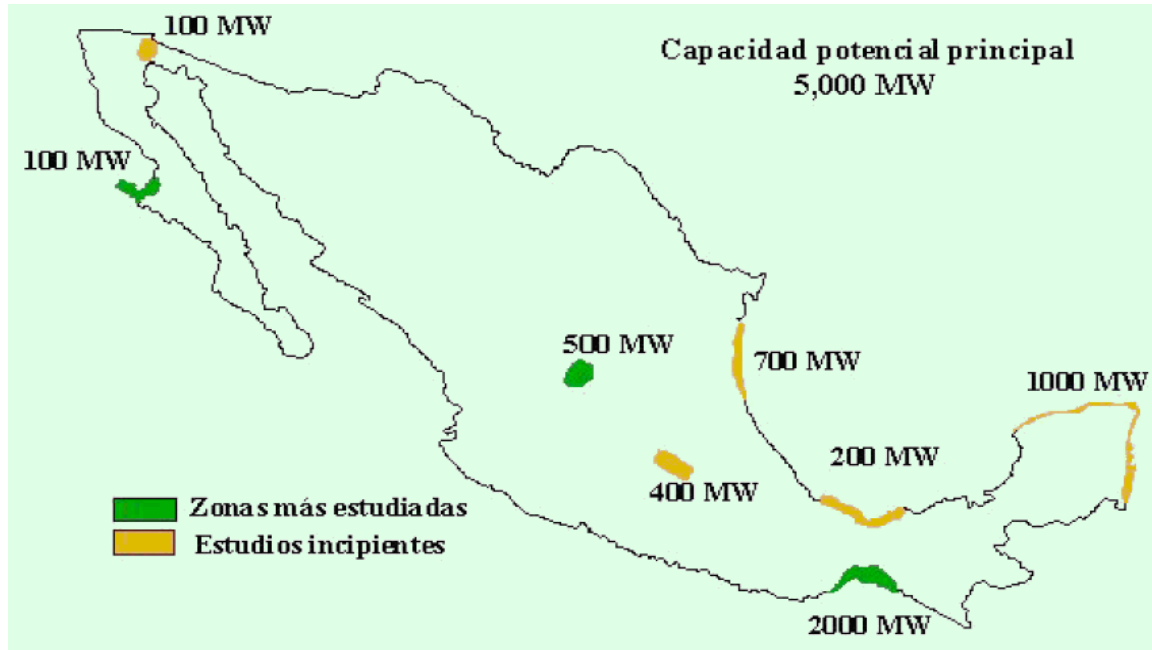
El potencial uso de hidrocarburos está bien definido en el país ya que se tiene gran experiencia e información suficiente como para conocerlo y poder determinar su alcance en años futuros. A la vez, se tienen planes a largo plazo de frenar el crecimiento de este tipo de tecnologías a favor de la energía

renovable. Por otro lado, no está plenamente definido el potencial de las diversas tecnologías renovables ya que al estar en constante desarrollo, las posibilidades de aplicación varían. Sin embargo existen estudios que nos permiten dar ciertos rangos de aplicación para las más destacadas, como podría ser la Minihidráulica de 500 MW a 1,000MW en zonas ya identificadas y que podrían tener aplicación directa. La Geotermia que ya cuenta con 843 MW instalados podría llevarse hasta 2,400 MW. La Eoloenergía que actualmente posee unos 100 MW instalados tiene un potencial identificado de hasta 5,000 MW, lo que la hace una de las opciones atractivas para el futuro.

En México existe un potencial bioenergético muy grande. En la década de los ochenta se estimó un potencial de cogeneración de 15.2 TWh para los residuos de la producción de caña puramente. Unido al potencial energético proveniente de basura urbana, leña, bagazo, residuos forestales y agrícolas suman un potencial total 1,851 PJ al año (SENER, 2007). Este energético potencial está distribuido principalmente en el centro y centro occidente del país, donde se presenta la mayor densidad poblacional y la mayor actividad agrícola como podemos ver en la figura 14.



Fig.14 Potencial energético biomásico de desechos agropecuarios (SENER, 2007)



**Fig.15 Localización de áreas de potencial de energía eólica (Saldaña, Miranda, 2005)**

Como ya se mencionó el potencial eoloeléctrico del país se estima en unos 5,000 MW distribuido principalmente en zonas costeras y en pasos montañosos. El potencial de este recurso ha sido ampliamente calculado en años recientes por diversas organizaciones incluyendo el Sistema Meteorológico Nacional. El Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL) y la CFE y se ha observado que es un recurso muy importante para el país dada su extensa distribución y el refinamiento actual de las tecnologías eólicas. En especial, el NREL ha desarrollado mapas para casi todas las regiones con potencial eólico relevante y los resultados se muestran en la figura 15 (Saldaña, Miranda, 2005).

A principios de 2004 dio inicio el proyecto Plan de Acción para Eliminar Barreras para el Desarrollo de la Generación Eoloeléctrica en México dentro de la Gerencia de Energías No Convencionales del Instituto de Investigaciones Eléctricas, copatrocinado por el *Global Environment Facility* (GEF). En él se identificarán 11 sitios en la República Mexicana para la instalación de torres anemométricas con objeto de evaluar su potencial eólico. La medición en estos sitios se llevará a cabo a 20 y 40 metros de altura (Saldaña, Miranda, 2005).

El recurso energético minihidráulico (Menor a 5MW) es de gran importancia para el país ya que pueden localizarse más sitios y de manera más sencilla que con las grandes hidroeléctricas. Además, permite la generación para el consumo local de energía, lo que disminuye dramáticamente las pérdidas por transmisión y la dependencia de otras centrales. Esto hace más confiable el sistema a la vez que se requieren inversiones menores y se tienen proyectos de ingeniería más sencillos. La cuantificación de este recurso es algo reciente ya que fue hasta 1991 cuando resaltó la cantidad de sitios que presentaban un potencial hidroeléctrico menor a 5 MW y que no eran viables para la instalación de una gran central. Por ello, se planteó la posibilidad de tener un mayor número de centrales de menor tamaño y complejidad como proyecto, que abastecieran zonas locales, en vez de una gran central desde la que se distribuyera la energía a esas mismas áreas. Existe un estudio que detalla el potencial energético de Veracruz, Puebla y una parte de Hidalgo que cuantifica los recursos de esta zona en hasta 500Mwe (CONAE, Sin fecha).

La energía solar en México ha sido cuantificada en varias ocasiones por organismos como CFE, el Instituto de Geofísica de la UNAM, el Centro de Investigación en Energía de la UNAM y la CONAGUA. Se han obtenido datos incompletos debido a la falta de estaciones de medición, por lo que cada estudio arrojaba datos sobre sólo ciertas partes del territorio nacional y variaban en confiabilidad debido a la diferencia en sistemas de medición, aproximación y normalización de las medidas. Estos datos daban un panorama general del recurso solar en México mediante isóneas de radiación y datos sobre zonas muy específicas en las cercanías de las estaciones de medición. En el año 2000 el Instituto de Investigaciones Eléctricas elaboró mapas de radiación global y directa para todo el territorio nacional. En él se integraron datos que se tenían anteriormente y en base a aproximaciones de imágenes de satélite que hoy en día son la referencia más completa y exhaustiva del recurso solar para el país. Estos mapas son muy útiles para tener una primera aproximación a los sitios de mayor potencial solar pero son aún poco detallados como para realizar un análisis a minucioso sobre la posible ubicación de una planta solar térmica de gran escala (Saldaña, Miranda, 2005). México es uno de los países del mundo con mayor potencial solar debido a su privilegiada situación geográfica y a las

grandes extensiones de terreno con alta irradiancia solar, por lo que el correcto estudio, cuantificación y aprovechamiento es crucial para el desarrollo del sector energético del país.

### Irradiación Solar Directa Anual



**Fig.17 Irradiación solar directa en México (Saldaña, Miranda, 2005)**

Costo de generación por fuente en MXP/ kWh

Tecnología	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Turbo Gas y Ciclo Combinado	0.73	1.02	1.07	1.18	1.07	1.06	1.38
Diesel	2.43	3.02	3.61	6.91	5.07	4.81	7.05
Combustóleo	0.45	0.62	0.69	0.78	1.02	1.05	1.58
Carboeléctrica	0.47	0.57	0.70	0.65	0.65	0.87	1.10
Geotérmica	0.38	0.38	0.44	0.41	0.45	0.36	0.50
Eoloeléctrica	1.16	1.52	1.34	1.87	0.27	0.51	0.74
Nuclear	0.74	0.75	0.85	0.77	0.83	0.91	0.82
Hidroeléctrica	0.47	0.64	0.52	0.49	0.49	0.55	0.49

**Fig.18 Costo de generación actual por México por fuente (CFE, 2008)**

Cada tecnología tiene un costo de producción asociado que determina en gran medida el uso de dicha tecnología. Este costo viene dado por la suma de

los gastos de operación y mantenimiento, el costo del combustible (si es que existe) y la depreciación de los equipos o la inversión inicial. Estos costos pueden tener grandes variaciones dependiendo de la época del año o la región donde se localice la central ya que varían las condiciones meteorológicas y el acceso a ciertos recursos. Por ejemplo, no costará lo mismo generar electricidad en un ciclo combinado funcionando con gas natural en una región alejada a la fuente de producción, que a cientos o miles de kilómetros donde debe incluirse un costo importante por el traslado del combustible. Otro aspecto importante a considerar es el factor de planta ya que indica el que porcentaje de la capacidad total instalada se está utilizando en promedio para producir energía eléctrica. Por ejemplo, si una planta tiene una capacidad instalada de 100MW y en promedio produce 60MW, tendrá un factor de planta del 60%. Este factor es uno de los más relevantes al analizar cualquier tecnología ya que influye de forma determinante en el costo de generación ya que a partir de este podemos saber si el equipo se está depreciando sin ser utilizado plenamente.

La tecnología de las centrales eléctricas se escoge en base a más parámetros que sólo el costo de generación, ya que cada una aporta un beneficio distinto, sin embargo es muy útil para un primer análisis de factibilidad. En la figura 18 se detallan los costos de generación de las tecnologías con que se cuenta en el país para la generación de energía eléctrica.

### **2.4.3 Contexto Internacional de la producción de energía eléctrica**

Es importante describir el panorama mundial de la energía, ya que en base a este podremos realizar las correspondientes comparaciones para poder fijar objetivos adecuados de acuerdo a la experiencia generada en otros países y a la vez determinar el grado de desarrollo del país.

Históricamente el petróleo ha sido el energético de preferencia a nivel mundial por su gran disponibilidad, adaptabilidad y bajo costo. Anualmente se consumen en el mundo 29.7 mil millones de barriles de petróleo al año equivalentes a unas 25 veces la producción total de petróleo en México y que son la principal fuente de generación de energía eléctrica en el mundo (BP Global, 2008).



Durante el periodo 1995-2005 el consumo mundial de energía eléctrica mostró un crecimiento medio anual de 3.3%, para ubicarse en 15,620 TWh. Durante 2005, la capacidad mundial instalada para la generación de energía eléctrica se incrementó en 3.3% respecto a 2004, ubicándose en 3,872 GW (SENER, 2007). Esta capacidad se integra principalmente por fuentes termoeléctricas que utilizan combustibles fósiles como gas natural, derivados del petróleo y carbón como se puede observar en la figura 19.

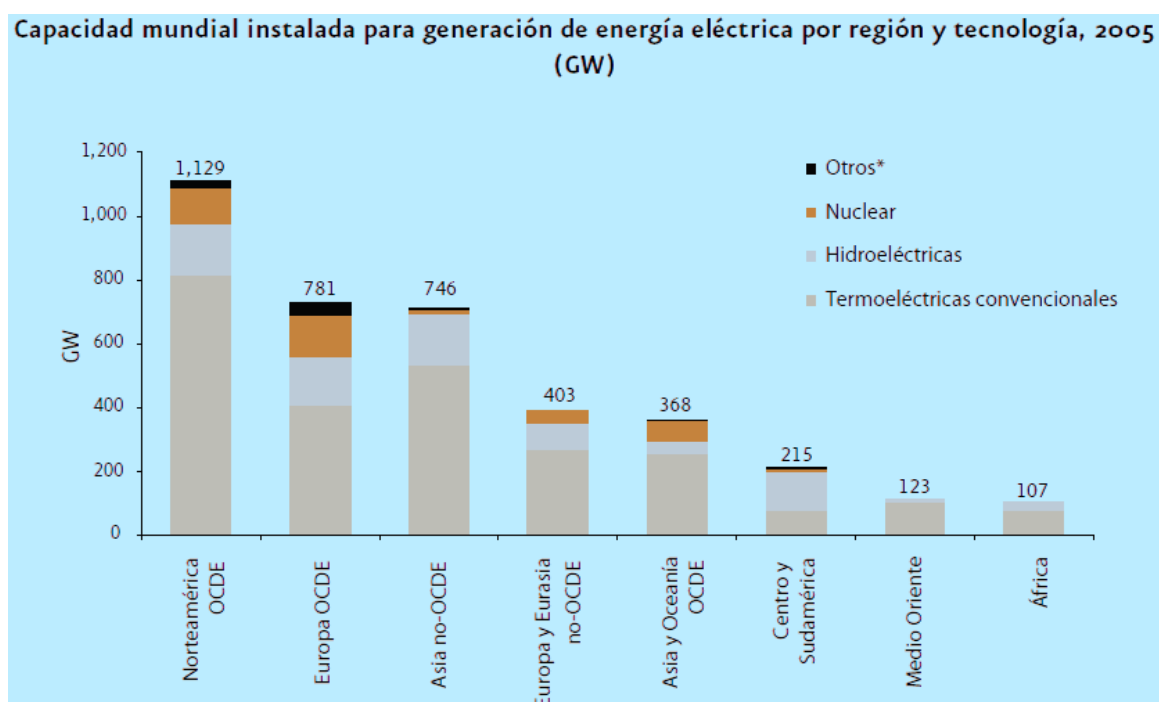
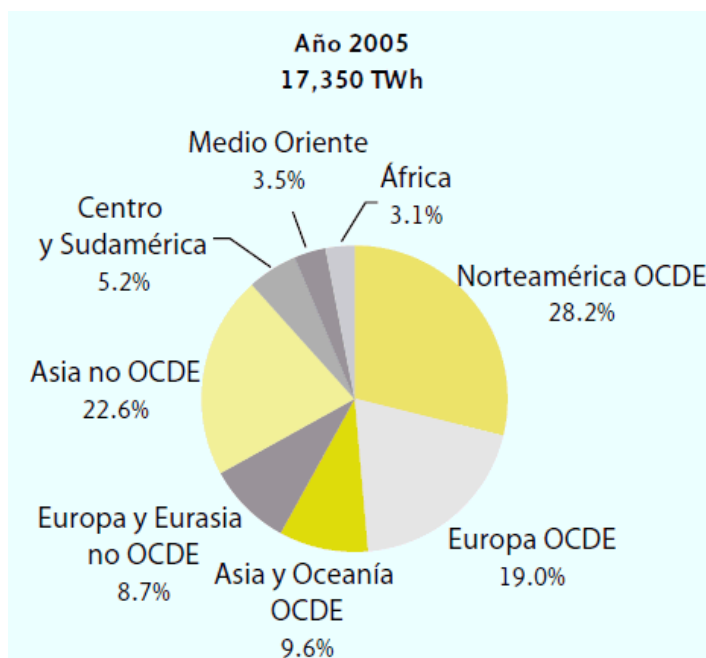


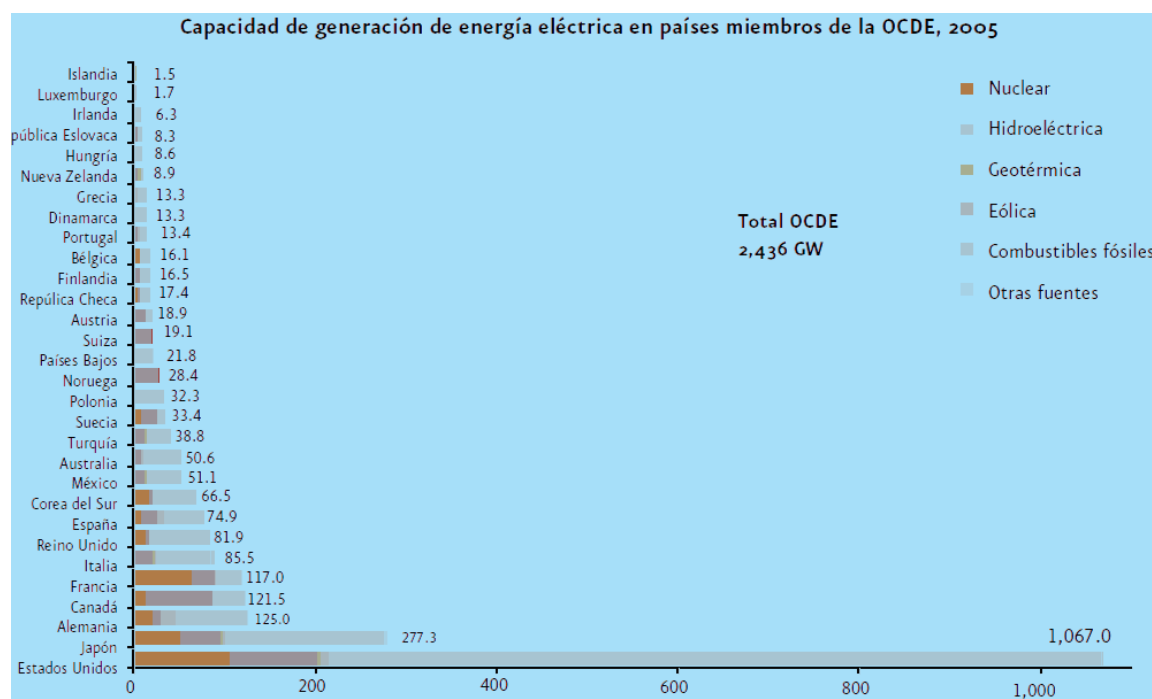
Fig.19 Capacidad de generación eléctrica mundial por región y tecnología (SENER, 2007)

La tecnología predominante en el contexto internacional es la termoeléctrica basada en combustibles fósiles. En Medio Oriente se registra la mayor proporción de centrales termoeléctricas en su capacidad instalada, con 93.9%. En contraste con lo anterior, en Centro y Sudamérica se encuentra la menor proporción de esta tecnología, con el 37.7% de la capacidad total instalada en la región. Por otra parte, en lo que concierne a la energía nuclear, en países de Europa y Asia miembros de la OCDE se tienen las mayores participaciones regionales de esta tecnología, con 17.9% y 17.3%, respectivamente (BP Global, 2008).

Como se puede apreciar en las figuras 20 y 21 la generación y el consumo de energía eléctrica esta distribuida de manera poco equitativa concentrándose la mayoría en dos países: Estados Unidos con el 23.4 % del total mundial y China con el 13.7%.



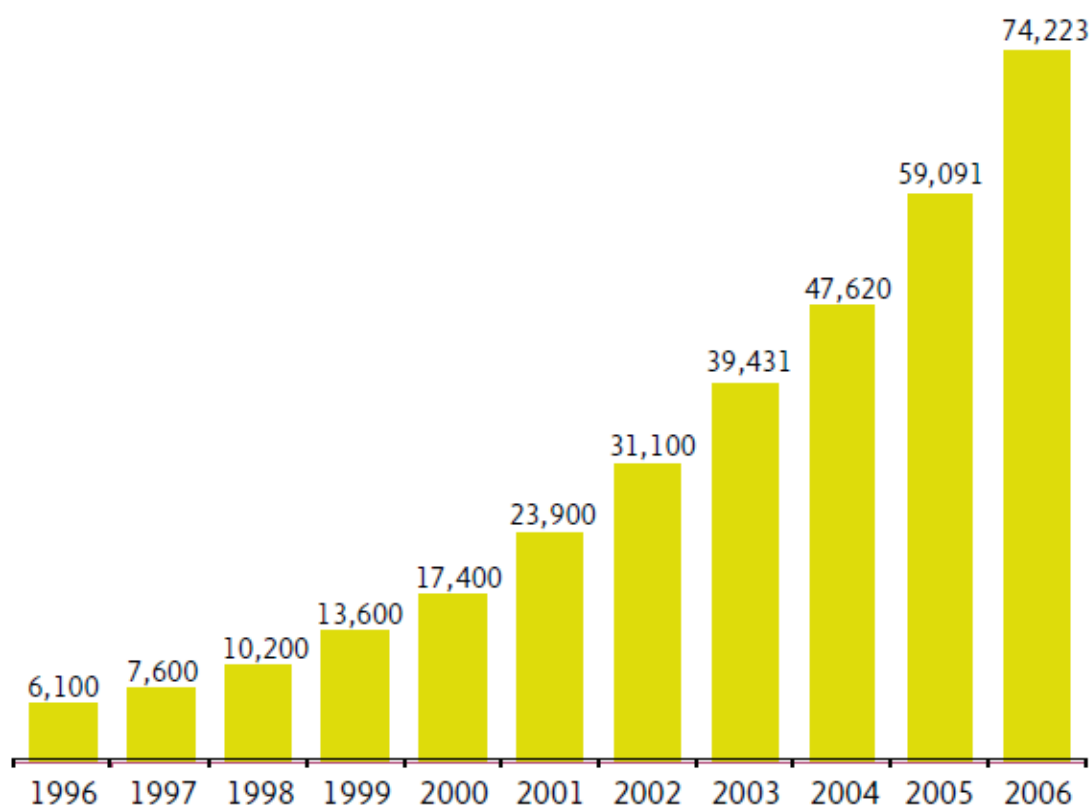
**Fig.20 Generación de energía eléctrica mundial por región (SENER, 2007)**



**Fig.21 Capacidad de generación de energía eléctrica por país (SENER, 2007)**

Por otra parte, se ha visto una clara tendencia al alza en la utilización de fuentes renovables para la generación de energía eléctrica. La que mayor desarrollo ha tenido en los últimos años es la energía eólica. Al cierre del 2006 se tenían instalados 74,223 MW de capacidad eólica alrededor del mundo. Destaca en primer lugar Alemania con el 27.8% (20,622 MW), en segundo España con 15.6% (11,615 MW), le siguen, EUA con 15.6% (11,603 MW), India con 8.4% (6,270 MW), Dinamarca con 4.2% (3,136 MW) y China con el 3.5% (2,604 MW). Mientras que México ocupa la posición 28 con el 0.1% (88 MW) (SENER, 2009). Esto es apreciable en la figura 21 y 22.

**Evolución histórica de la capacidad eólica mundial, 1996-2006 (MW)**



**Fig.22 Evolución histórica mundial de energía eólica para generación de energía eléctrica (SENER, 2007)**

### III. Descripción de los sistemas de torre central y cilindros parabólicos

#### 3.1 Sistema solar con foco lineal o CCP (Captador cilindro-parabólico)

##### 3.1.1 Introducción

La tecnología cilindro parabólica basa su funcionamiento en el seguimiento solar en un solo eje y en la concentración de los rayos solares en tubos receptores de alta eficiencia térmica localizados en la línea focal de los cilindros. En estos tubos, un fluido transmisor de calor, como el aceite sintético, es calentado aproximadamente a 400 °C por la

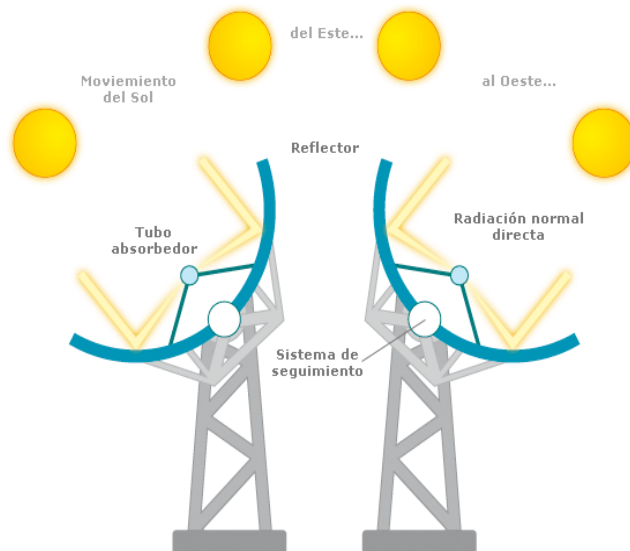


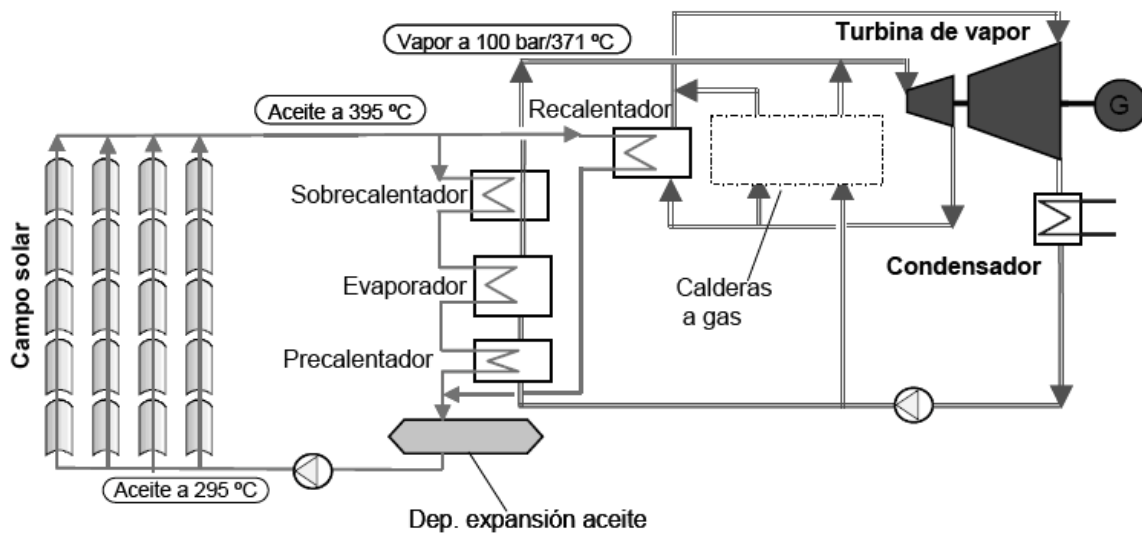
Fig.23 Captador cilindro-parabólico (Abengoa, 2008)

radiación solar concentrada. Este aceite es luego bombeado a través de una serie de intercambiadores de calor para producir vapor de agua sobrecalentado. El calor presente en este vapor, se convierte en energía eléctrica en una turbina de vapor convencional (Abengoa Parabólico, 2008).

El tipo de fluido de trabajo que se utiliza en los CCP depende de la temperatura a la que se desee calentar. Si las temperaturas que se desean son moderadas (<200°C), se puede utilizar agua desmineralizada o etilenglicol como fluidos de trabajo. En cambio, se utilizan aceites sintéticos en aquellas aplicaciones donde se desean temperaturas más altas (200°C < T < 450°C) (Romero, 2008).

Debido a la estructura de este tipo de captadores, es suficiente tener un solo eje de seguimiento. Se pueden tener entonces módulos grandes ya sea colocados en serie o en paralelo. Éstos se orientan generalmente para seguir al sol de este a oeste ya que de esta manera se tiene un mejor aprovechamiento

de la energía durante el verano, que es comúnmente cuando más se utiliza. Los sistemas de foco lineal necesitan relativamente poco ajuste de ángulo durante el día, lo que los hace más sencillos en su sistema de movimiento y seguimiento del sol y por lo tanto más económicos en su fabricación y operación que otros sistemas solares (Kalogirou, 2004).



**Fig.24 Esquema de una planta solar CCP (Romero, 2008)**

Las plantas existentes de tipo CCP fueron diseñadas para trabajar con una mayoría del aporte energético proveniente del campo solar, aunque si la radiación solar es suficiente, pueden trabajar totalmente dependiendo de esta y aún tener energía suficiente para almacenar y compensar después, en caso de baja radiación. Por otra parte en la mayoría de los diseños de planta CCP está contemplado un sistema de apoyo en combustibles fósiles, el cual dependiendo de la situación y la energía de salida requerida de la planta puede aportar hasta un 40% del total de la energía calorífica (Herrmann, Nelly, Price, 2004)

Se puede describir una planta tipo CCP de la siguiente forma (TroughNet, 2008):

### 3.1.2 Estructura del captador:

Es la pieza central y armazón de toda la estructura de soporte de los concentradores y las tuberías. Sus funciones son mantener los captadores alineados y siempre en posición perpendicular a los rayos de sol incidentes,

soportar las cargas ejercidas sobre los captadores por el viento y otras fuerzas externas y permitir el correcto flujo del conductor de calor hacia la zona de potencia de la central.

Se puede entonces, resaltar tres estructuras comerciales:

- Sistema Luz: Este es el sistema estándar contra el cual todos los demás se comparan en cuanto a su efectividad, costo, peso, etc. Están contruidos con acero galvanizado lo que los convierte en sistemas ideales para aplicaciones en plantas comerciales, demostrando su éxito en casi todos los sistemas SEGS instalados en Estados Unidos.

Existen dos modelos de los Sistemas Luz, el LS-2 es el primero que fue desarrollado y tiene una gran precisión en los movimientos de seguimiento y una gran rigidez, pero requiere de un montaje complejo y una manufactura muy precisa para dar resultados satisfactorios. Posteriormente se desarrolló el LS-3 intentando reducir los costos de manufactura y ensamble

lográndose un modelo bastante confiable pero insuficiente en su desempeño térmico.



**Figura 27. Estructura de un captador LUZ LS-3 (RenewablEnergyWorld,2009)**

- Captador EuroTrough: Este sistema fue desarrollado por un consorcio europeo con la intención de aprovechar las ventajas tanto del LS-2 como

del LS-3, reduciendo la cantidad de acero en el montaje para reducir el peso pero manteniendo la rigidez estructural del original modelo Luz.



**Figura 28, Estructura de un captador EuroTrough (BMU, 2009)**

- Captador Solargenix: Esta es una estructura de aluminio extruído creada en conjunto por Solargenix y el NREL (Nacional Renewable Energy Laboratory) a partir de diseños usados para la construcción de puentes y edificios, siendo hasta ahora uno de los diseños más avanzados y eficientes disponibles, teniendo las siguientes ventajas:
  1. Menor peso que las estructuras de acero y misma resistencia.
  2. Requiere de pocos soportes.
  3. No requiere de procesos de soldadura ni manufactura avanzada.
  4. Su ensamble es más fácil y rápido en comparación con los sistemas LS.

**Figura 29, Estructura de un captador Solargenix (AEC, 2009)**



La estructura del captador tiene una gran influencia en el desempeño y la eficiencia de la planta, ya que es una pieza móvil sujeta a esfuerzos por la acción del viento sobre los espejos y a una prolongada exposición a factores de desgaste térmico. Es por ésto que el sistema debe ser muy ligero para evitar grandes costos en el sistema de seguimiento solar y muy resistente para evitar incrementar los costos de operación y mantenimiento.

### **3.1.3 Espejos o reflectores:**

Como cualquier otro captador de concentración, los CCP solo pueden aprovechar la radiación solar directa, lo que exige que el captador vaya modificando su posición durante el día. Este movimiento se consigue mediante el giro alrededor de un eje paralelo a su línea focal, a la base de la estructura del captador y al sistema de seguimiento incorporado. Cabe mencionar, que este sistema de seguimiento es muy importante para el correcto funcionamiento de la planta, incluso más importante que la limpieza de los espejos o el estado de los concentradores, ya que de fallar se disminuye drásticamente la eficiencia de la concentración solar.

Desde el punto de vista óptico, un CCP está constituido por una superficie especular cilíndrica cuya sección recta es una parábola y por un receptor situado en el foco de esta última. Normalmente, para aplicaciones térmicas, el receptor está constituido por una tubería metálica cilíndrica absorbente protegida por una cubierta tubular simple de vidrio concéntrica y separada del primero por un espacio interanular. La capacidad de concentración de estos sistemas está en el orden de los 100 soles, por lo que para tener una densidad energética y una eficiencia constante se precisa contar con un sistema de seguimiento de un eje (Castro, 2000).

Todas las plantas de cilindros parabólicos actuales utilizan espejos manufacturados por *Flabeg*. Estos espejos están compuestos por un vidrio blanco de alta transmitancia solar de 4mm de espesor y una película especial de plata en la parte posterior, protegida por una capa especial de pintura resistente a la abrasión. En conjunto este sistema tiene una reflectancia solar de



aproximadamente 93.5% y un área de 2 m<sup>2</sup>. Por ejemplo, el captador LS-3 tiene 224 espejos en cada ensamble de la estructura captadora y la planta SEGS IX posee unos 220,000 espejos, lo que nos hace notar las dimensiones necesarias del campo solar y el por que representa la gran parte del costo de inversión en una planta de este tipo.

### **3.1.4 Receptores**

Ésta pieza fundamental del sistema cilindro-parabólico es la encargada de recibir la energía radiante del sol una vez que ha sido reflejada y concentrada por los espejos. La superficie del receptor típicamente está cubierta por una película selectiva que tiene una gran absorbanza a la radiación solar y una muy baja emisividad de radiación infrarroja. Alrededor del receptor, se coloca generalmente un tubo de vidrio que sirve como cubierta para disminuir la pérdida de calor por convección del receptor y como protector contra la corrosión del tubo metálico. Sin embargo, ésta cubierta de vidrio, añade una resistencia por transmitancia a la luz que tiene que llegar al receptor, disminuyendo la temperatura máxima posible dentro del receptor y la eficiencia del sistema captador en general. Una forma de disminuir aún más la pérdida de calor en el receptor, es evacuar la cubierta protectora de vidrio, lo que elimina completamente las pérdidas por convección en la zona central principal del receptor.

El receptor es un tubo de acero inoxidable de 4 metros de largo 7 cm de diámetro que conduce al fluido de trabajo por dentro. Éste tubo está unido al vidrio aislante por medio de sellos de goma muy elásticos que permiten tener al vacío los tubos aún cuando éstos cambian de dimensiones por efecto de dilatación o contracción térmica.

Originalmente los sistemas SEGS tenían numerosos problemas en los sistemas captadores/receptores debido a la relativamente baja absorbanza del receptor y a la mala calidad del sello generado entre éste y el vidrio protector. Actualmente estos sistemas han sido mejorados de manera importante al diseñar e implementar diferentes cubiertas para el tubo receptor de los que los

más modernos tienen compuestos que absorben las moléculas de gases, como el hidrógeno que es capaz de filtrarse entre los sellos al paso del tiempo.

Una parte muy importante del sistema receptor, es la unión entre los diversos módulos solares, debido a que éstos deben moverse independientemente para seguir al sol durante el día. Si éstos ensambles están pobremente diseñados, presentarán una gran resistencia al fluido de trabajo a su paso por el campo solar, incrementando de manera considerable los costos de inversión en el sistema de bombeo y también en la operación de la planta.



**Figura 25. Unión entre módulos solares (Troughnet).**

### **3.1.5 Sistemas de control y movimiento**

Los sistemas de control y movimiento son parte fundamental de cualquier planta tipo CCP, ya que sin éstos solo sería posible recibir una pequeñísima fracción de la radiación solar diaria, insuficiente para sostener un sistema de potencia de generación eléctrica.

Estos sistemas de control y movimiento están compuestos por elementos eléctricos como son los motores, circuitos de precontrol y sistemas de cómputo y mecánicos como barras, soportes, sistemas hidráulicos y engranajes. Éstos grandes grupos se pueden describir y clasificar de la siguiente manera:

- Sistema motriz: Conjunto de elementos móviles que permiten al captador y a toda la estructura seguir al sol en su recorrido diario. Éste sistema debe ser independiente en cada captador. Se usan dos configuraciones en este sistema. Una es a través de un motor eléctrico unido a un tren de engranes que sirve para reducir la velocidad y aumentar el par. Esta configuración es muy confiable pero requiere de sistemas elaborados que a su vez necesitan de servicio y mantenimiento constante. La otra configuración adoptada comúnmente por los diseñadores, consiste en un sistema de pistones hidráulicos que directamente mueven todo el

conjunto de captadores. Éste sistema es más sencillo que el anterior en cuanto a partes móviles e instaladas, pero el sistema de generación de potencia hidráulica debe ser confiable y a su vez requiere mantenimiento.



**Fig.26 Sistema hidráulico (Izquierda) y de motor y caja de engranes (Derecha) (Abengoa, 2008)**

- **Controles:** Los controles consisten en un arreglo de circuitos encargados de la metrología de la planta y de la correcta ejecución de las órdenes emitidas por la computadora central o los operadores. Sus funciones básicas en el campo solar son: medir la radiación solar incidente en los captadores, medir la presión de aceite o agua dentro de los receptores y en los puntos principales de bombeo, determinar la existencia de alarmas o situaciones críticas que puedan comprometer el funcionamiento del sistema (viento, lluvia) y controlar el movimiento de motores o sistemas hidráulicos dependiendo de las condiciones meteorológicas y de producción necesarias a cada instante. Cada arreglo de captador concentrador posee un sistema de control independiente que recolecta datos del campo solar y recibe órdenes de la computadora central, esto con la finalidad de tener un eficiencia y una potencia máximas en la planta. El sistema central de cómputo es generalmente muy sofisticado ya que debe recibir datos de temperatura, posición, presión y nivel de radiación en tiempo real de miles de captadores en el campo solar, los cuales debe analizar y procesar a cada instante junto a valores de

presión, temperatura, hora, fecha y carga requerida para poder hacer funcionar la planta.

## 3.2 Sistema de torre central y campo de helióstatos

### 3.2.1 Introducción

Las centrales de torre están compuestas por un campo de espejos llamados helióstatos que vienen a ser una serie de espejos dispuestos de manera tal que reflejan la radiación solar incidente sobre una torre o campo central ubicado a una altura mayor y sobre la cual el calor se concentra. Estos helióstatos poseen un sistema de seguimiento de dos ejes, de tal manera que puedan siempre reflejar la radiación solar hacia un punto específico de la torre durante todo el día. Las altas temperaturas (superiores a  $1000^{\circ}\text{C}$ ) que se pueden alcanzar con esta tecnología, permiten aspirar a elevados rendimientos en la generación de electricidad, incluso por encima del 25 % en la transformación de radiación solar a electricidad (Abengoa Torre Central, 2008).

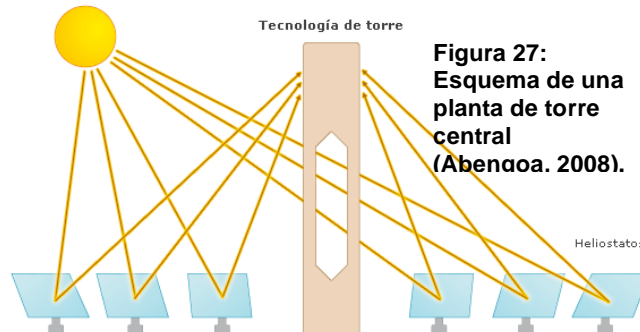


Figura 27:  
Esquema de una  
planta de torre  
central  
(Abengoa, 2008).

Las centrales solares tipo torre al igual que las de CCP, guardan un gran parecido en el proceso de producción de electricidad con las centrales térmicas convencionales. Algunos autores quieren ver en el campo de helióstatos la réplica de la minería en los combustibles fósiles, de tal modo que la función de los mismos sería “recolectar el combustible solar”. Por esta razón, una vez que se ha producido la interfase radiactiva/convectiva que tiene lugar en el sistema clave de la central, el receptor y los sistemas subsiguientes pasan a ser en mayor o en menor medida, los convencionales en una planta térmica de generación de electricidad (Castro, 2000)

Estas plantas operan en temperaturas del orden de  $500^{\circ}\text{C}$  a  $600^{\circ}\text{C}$ , pero pueden llegar hasta los  $1500^{\circ}\text{C}$  y como en las de CCP se tiene un fluido transportador de calor que generalmente es sodio o sales fundidas, habiendo

una gran variedad de configuraciones posibles en cuanto al ciclo que se tiene y al ordenamiento de la planta.

La siguiente figura muestra las plantas de torre central experimentales de las que se tiene registro.

Proyecto	País	Potencia (MW <sub>e</sub> )	Fluido de Transferencia Térmica	Medio de Almacenamiento	Comienzo operaciones
SSPS	España	0,5	Sodio Líquido	Sodio	1981
EURELIOS	Italia	1	Vapor	Sal Nitrato/Agua	1981
SUNSHINE	Japón	1	Vapor	Sal Nitrato/Agua	1981
Solar One	EEUU	10	Vapor	Aceite/Roca	1982
CESA-1	España	1	Vapor	Sal Nitrato	1982
MSEE/Cat B	EEUU	1	Nitrato Fundido	Sal Nitrato	1983
THEMIS	Francia	2.5	Sal de Alta Tecnología	Sal de Alta Tecnología	1984
SPP-5	Rusia	5	Vapor	Agua/Vapor	1986
TSA	España	1	Aire	Cerámico	1993
Solar Two	EEUU	10	Nitrato Fundido	Sal Nitrato	1996

**Fig.28 Plantas de torre central de tipo experimental de las que se tiene registro (Romero, 2008)**

### 3.2.2 Torre y captador central

La torre es uno de los elementos principales y más representativos de un sistema de generación solar centralizado. Los factores más importantes para el diseño de la torre son el peso del captador y la fuerza de arrastre que el viento provocará en este. Dependiendo de la zona también se debe considerar el factor sísmico. La altura de la torre se determina en base al tamaño del campo de helióstatos y por ende a los requerimientos de potencia; existen dos diseños principales: de estructura de acero y de construcción completa en concreto. Los análisis de costo indican que las torres de acero son más económicas para alturas no mayores a los 90 metros y que para torres de 100 metros de altura o más es conveniente edificar torres de concreto (Stine, Geyer, 2001).

El captador central está ubicado en la parte superior de la torre en un punto donde la energía proveniente del campo de helióstatos puede ser interceptada con la mayor eficiencia. Se pueden clasificar en dos grandes categorías de acuerdo a su estructura: externos y de cavidad (Buck et al, 2004).

Los captadores externos están contruidos generalmente como un banco de tubos pequeños (20-50 mm de diámetro) dispuestos verticalmente soldados

uno seguido de otro hasta aproximar una forma cilíndrica. Por estos tubos circula el fluido de transferencia de calor primario y dependiendo del fluido que se tenga es la orientación del flujo y el gasto de fluido. Por ejemplo, para el receptor de la planta *Solar One* se utilizaba agua como fluido primario de transferencia de calor, lo que requería de un receptor de grandes dimensiones que permitiera compensar la baja conductividad térmica del agua midiendo éste 7 metros de diámetro por 13 metros de altura. Se debe siempre intentar minimizar el área del captador que está expuesta al ambiente, para reducir las pérdidas de calor por convección al ambiente, por lo que el diseño de los helióstatos y por tanto de la zona de recepción en el captador es crítico.

Los captadores de cavidad, también llamados internos, se crearon con la intención de reducir al máximo las pérdidas de calor al ambiente por convección. En este tipo de captadores se aísla a la superficie receptora del ambiente, colocándola dentro de una cavidad que limita la formación de corrientes convectivas disminuyendo así la pérdida de calor. Para lograr esto se requiere que la energía proveniente del campo solar sea reflejada en una serie de aperturas a distintos ángulos sobre la cara frontal del captador lo que limita el ángulo que puede abarcar el captador. Si el campo de helióstatos sobrepasa los 120° alrededor de la torre, se requiere tener varias aperturas sobre el captador para la entrada de la energía radiante (Stine, Geyer, 2001).

La limitante y factor primordial en el diseño de una captador central, es el flujo de calor máximo que puede recibir el sistema sin sobrecalentar las paredes del captador y los tubos y sin degradar ni exceder los límites del fluido de trabajo. La capacidad de transferencia de calor de las diferentes sustancias varían entre 0.22 MW/m<sup>2</sup> para el aire hasta 0.7 MW/m<sup>2</sup> para el agua y las sales fundidas (Stine, Geyer, 1981).

### **3.2.3 Campo de helióstatos**

El campo de helióstatos en una planta solar de torre central es sin lugar a dudas el elemento donde se pueden lograr los mayores avances en cuanto a eficiencia y costo por lo que es una de las líneas principales de estudio y desarrollo actualmente.

Los helióstatos están formados por una serie de espejos recubiertos de vidrio de alta calidad que a su vez están montados en un sustrato rígido que les proporciona cierta curvatura cóncava para poder enfocar el reflejo solar en una superficie menor. Estos espejos están montados sobre un soporte metálico que permite ajustarlos individualmente para poder tener un enfoque preciso del reflejo solar. El soporte metálico está sujeto a un sistema de movimiento y a un pedestal que conduce al suelo de forma que cada conjunto ajustable de espejos tiene un movimiento completamente independiente (Stine, Geyer, 2001). El punto focal de los espejos está diseñado para estar a la distancia entre el helióstato más alejado y la torre, de forma que los espejos más cercanos puedan ajustarse y lograr tener un enfoque correcto. Los helióstatos se construyen de esta forma para reducir los costos del mantenimiento e incrementar la eficiencia del sistema ya que si algún espejo falla, este puede ser corregido de forma individual o en su caso remplazado sin la necesidad de modificar o cambiar todo el arreglo de espejos.

El campo de helióstatos representa en comparación con cualquier otro sistema, la mayor inversión en una planta solar de torre central, por lo que se requieren técnicas de producción mucho más eficientes y diseños que permitan reducir los costos en la medida de lo posible. Dado que hasta la fecha se han fabricado relativamente pocos helióstatos, su precio es elevado (>\$250 USD/m<sup>2</sup>). Sin embargo, según estudios de los laboratorios Sandia en Estados Unidos ésto se podría reducir a una cuarta parte de verse incrementada la demanda. Tomando en cuenta que cada helióstato generalmente tiene un área de 100 metros cuadrados y se cuenta con hasta 1000-1200 helióstatos representa un ahorro importante en la inversión necesaria.

El sistema de movimiento de cada helióstato es complejo ya que debe ser capaz de mover de forma precisa y en dos ejes a todo el conjunto de espejos. Para lo anterior, se utiliza un sistema de pistones hidráulicos o un sistema de motor y caja de engranes. Se utilizan motores con potencias generalmente menores al caballo de potencia (Stine, Geyer, 2001) con la finalidad de mantener el consumo de energía al mínimo. El sistema además de mover al conjunto de

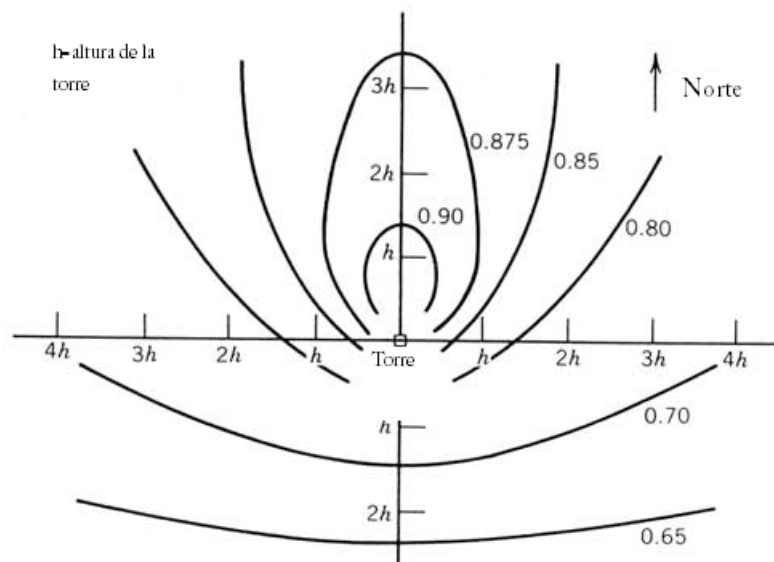
espejos para seguir al sol durante el día, debe ser capaz de desviar los espejos del foco receptor a una posición segura en menos de 5 minutos. Si se presentara una falla en el sistema y se necesita desviar la energía radiante de la torre central, ya que de no ser aprovechada la energía proveniente del campo de helióstatos, podría dañarse de forma irreparable el equipo ubicado en la torre.

Los espejos se mueven de acuerdo a las instrucciones de una computadora central que dependiendo de la ubicación geográfica de la planta, la época del año y el estado del tiempo calcula la posición óptima de cada espejo para tener la máxima potencia posible.

Uno de los factores más importantes en el diseño de una planta solar de torre central es la distribución de los espejos en el campo de helióstatos y la ubicación del campo respecto a la torre. El diseño del campo de helióstatos depende del tipo de receptor que se tenga, de la capacidad de éste, de la ubicación geográfica de la planta y del comportamiento del consumo durante el día y durante el año. En los diseños más recientes se utilizan campos semielípticos ubicados al norte de la torre, lo que permite (en el hemisferio norte) maximizar la radiación captada durante el verano. Esto debido a que los helióstatos reflejan

sólo la radiación incidente directa y deben estar posicionados de tal forma que un vector normal a su superficie, bisecte el ángulo que se forma entre los rayos solares y la línea imaginaria que une al helióstato con el receptor en la

torre de tal forma que su área de reflexión disminuye mientras el ángulo entre su vector normal y los rayos solares aumenta (SunLab, 2008).

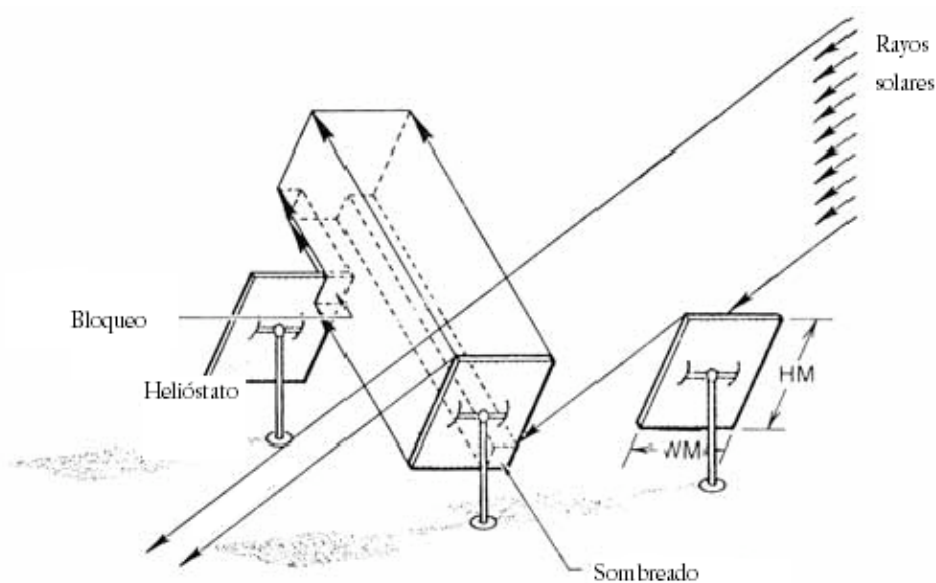


**Fig.29 Eficiencia promedio de helióstatos (Holl, 1978. Citado por Stine, Geyer, 2001)**



La distribución de los helióstatos dentro del campo y el empaquetamiento de los mismos está determinado por dos fenómenos que ocurren al situar un helióstato cerca de otro (Stine, Geyer, 2001), estos son:

- Sombreado: Este fenómeno ocurre cuando los rayos solares tienen un ángulo de incidencia bajo (amanecer y atardecer) y consiste en la proyección de una sombra sobre la superficie de un helióstato por parte de uno adyacente. Esto disminuye la radiación que incide sobre cada helióstato sombreado y por tanto la que puede reflejar, viéndose mermada la capacidad total del campo.
- Bloqueo: Una vez que los rayos solares inciden sobre los espejos, estos son reflejados en dirección del receptor ubicado en la torre. Para esto debe existir una línea de visión clara y libre de obstáculos entre la fuente reflectora y el receptor y es aquí donde se presenta el bloqueo. Debido al empaquetamiento del campo de helióstatos existen condiciones donde los rayos solares reflejados por un helióstato son bloqueados por otro que está delante. Al área perdida por la interferencia se le conoce como bloqueo y es un factor determinante en el diseño de la distribución de los helióstatos dentro del campo. Esto queda ejemplificado graficamente en la figura 30.



**Fig.30 Efectos de sombreado y bloqueo (Stine, Geyer, 2001)**

Una vez que se toman en cuenta los efectos del sombreado y el bloqueo y teniendo presente la capacidad horaria requerida, se puede proceder a diseñar la distribución y el empaquetamiento del campo. El empaquetamiento del campo es la relación que existe entre el área de reflexión bruta (sin descontar pérdidas) y el área del terreno utilizado. Generalmente en la zona cercana a la torre se tiene una densidad de empaquetamiento mucho mayor que en las zonas lejanas a la misma, ya que los helióstatos cercanos son menos susceptibles de sufrir de bloqueo y sombreado puesto que el ángulo al que deben trabajar se aproxima más a la vertical. Estos diseños se optimizan y se especializan mediante el uso de software y de simulaciones que permiten observar el comportamiento del campo en una infinidad de condiciones meteorológicas, de demanda y de capacidad. En general se ha obtenido que un patrón de acomodo radial provee el empaquetamiento que mejor aprovecha el uso del suelo y más disminuye los costos operativos y de inversión. La relación de empaquetamiento, varía comúnmente entre 20% y 25% (Battleson, 1981. Citado por Stine, Geyer, 2001).

Como podemos observar, la relación de empaquetamiento para obtener un sistema eficiente es baja ya que sólo del 20% al 25% del terreno destinado al campo solar esta cubierto con helióstatos lo que obliga a las plantas de torre central a requerir de grandes extensiones de tierra para su instalación. Para esto científicos e ingenieros de Australia (Schrameck, Mills, 2002) han propuesto un sistema innovador que pretende no sólo reducir el área requerida para la instalación de una planta solar de torre, si no también la incorporación de una de estas plantas a un ambiente totalmente urbano. En el sistema MTSA que por sus siglas en inglés significa Arreglo Solar de Torres Múltiples, se plantea la posibilidad de tener un campo solar con un empaquetamiento elevado (>90%), en el cual existan varias torres receptoras a las que los espejos puedan dirigir la radiación solar. Al tener múltiples torres, los helióstatos tienen una mayor posibilidad de movimiento sin incurrir en sombreado o bloqueo ya que pueden dirigir los rayos solares reflejados hacia la torre donde se consiga la mayor potencia. Lo anterior permite una reducción considerable en el tamaño del campo solar para cierta potencia en comparación con un arreglo tradicional. El sistema MTSA propone también incorporar receptores fotovoltaicos en las torres de forma que se incremente aún más la capacidad de generación. Con todas

estas ventajas se ha propuesto que una planta de torres en arreglo M TSA podría situarse en ambientes urbanos como los techos de estacionamientos, naves industriales o centros comerciales.

### **3.2.4 Fluidos de trabajo**

El fluido de trabajo se determina principalmente por la aplicación que tendrá, es decir por factores como la máxima temperatura de trabajo, la relación costo beneficio y la seguridad que implica el uso del material. Los fluidos de trabajo que con mayor frecuencia han sido utilizados se describen a continuación (Stine, Geyer, 2001):

- Aceites: A base de hidrocarburos o de origen sintético. Los aceites usados como fluido de transferencia de calor, poseen la menor temperatura de trabajo con una máxima media de 420°C. Sin embargo, la presión de vapor a estas temperaturas es baja, lo que permite su uso como medio de almacenamiento térmico, eliminando la necesidad de uso de materiales distintos para la transferencia de calor y el almacenamiento térmico. A temperaturas menores a los -10°C, éstos aceites requieren de calor para poder fluir ya que su viscosidad aumenta de manera considerable y por otra parte a temperaturas elevadas tienen un riesgo de incendio elevado por lo que requieren de sistemas especiales para su manejo y contención.
- Vapor de agua: El uso de vapor de agua en receptores centrales solares ha sido estudiado ampliamente ya que es una sustancia de bajo riesgo y con un costo significativamente menor. La máxima temperatura de trabajo ronda los 530°C a la cual debe tenerse una presión de alrededor de 10MPa para obtener alta temperatura de ebullición. A su vez provoca que se requieran sistemas robustos y complejos para la conducción y almacenamiento del vapor. Por otro lado también debe tenerse protección contra el congelamiento, ya que si se llegara a producir podría dañar gravemente los equipos. Aún cuando se requiere de tratamientos especiales para el agua con el fin de evitar incrustaciones y daño en los equipos, el vapor tiene el menor costo de todos los fluidos de trabajo, lo que lo convierte en una opción interesante y ampliamente estudiada.

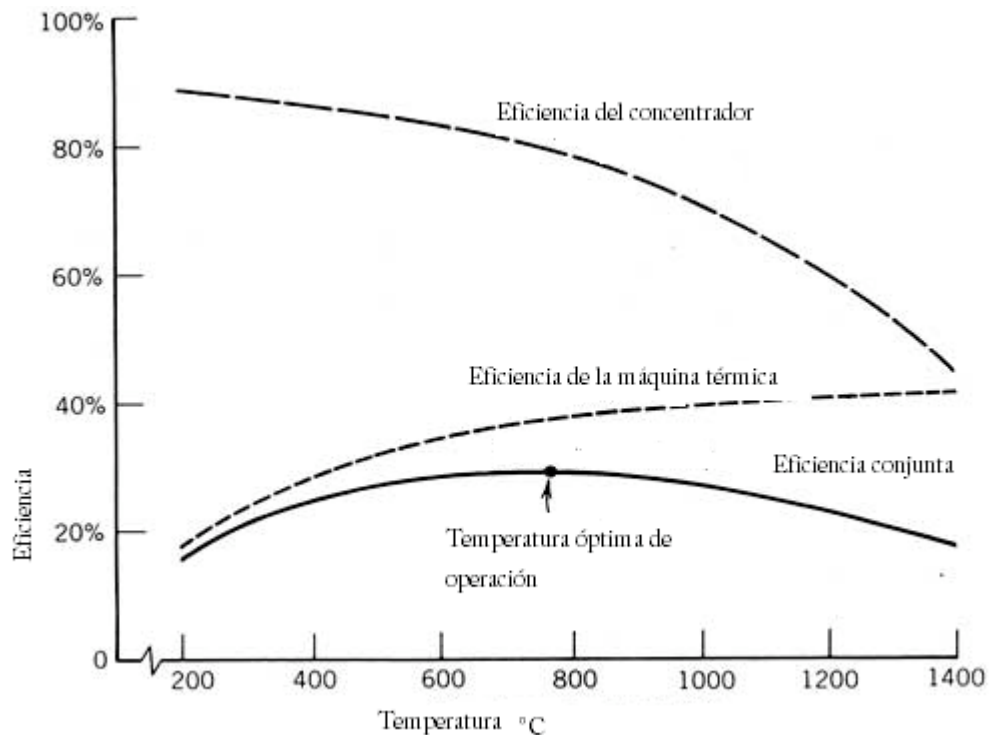
- Mezclas de sales de nitrato: Por sus propiedades pueden ser usadas tanto como medio de transporte de calor, como de almacenamiento de energía. Sus temperaturas de operación máximas varían entre los 500°C y los 560°C. Sin embargo, la mayoría de estas mezclas se solidifica a temperaturas entre los 140°C y 220°C, por lo que requieren de un aporte de calor distinto al solar cuando el sistema no está en uso y de un buen aislamiento térmico especialmente en los tanques de almacenamiento. Las mezclas más comunes contienen nitrato de sodio y nitrato de potasio en casi igual medida. Tienen una capacidad calorífica alta y un costo bajo lo que las hace una opción atractiva.
- Sodio líquido: Esta sustancia también puede ser usada tanto como medio de transferencia térmica como de almacenamiento. Puede trabajar a temperaturas de hasta 600°C pero requiere de aporte de calor a temperaturas inferiores a los 100°C para evitar la solidificación. Se debe considerar que el costo del sodio para este tipo de aplicaciones es elevado, aproximadamente el doble que para las mezclas de sales de nitrato.
- Aire: El aire se utiliza cuando se tienen temperaturas de trabajo muy elevadas (mayores a 800°C) como en el caso de los ciclos Brayton. Aunque el costo de este gas es muy reducido, su baja densidad provoca que se requiera de gastos másicos muy elevados por lo que son necesarios sistemas de conducción como tuberías y válvulas de gran tamaño. Por otra parte, no se puede utilizar como medio de almacenamiento térmico, por lo que es siempre necesario incorporar otro medio para este fin. Los sistemas que utilizan aire como medio de trabajo funcionan a presiones muy elevadas por lo que los mecanismos de almacenamiento deben ser robustos, dichos sistemas añaden un costo y una complejidad adicional al ciclo en general.

### **3.3 Ciclos y sistemas**

De las tres tecnologías actuales de CET (Receptor Central, Captadores Cilindro Parabólicos y los Discos Stirlings), las plantas con captadores cilindro-parabólicos (CCP) son las que cuentan con una mayor experiencia comercial. Las nueve plantas SEGS (*Solar Electricity Generating Systems*) actualmente en operación en California, con sus más de 2,5 millones de metros cuadrados de CCP, son el mejor ejemplo del estado del arte de esta tecnología. Con una capacidad de producción en régimen comercial de 354 MWe, las plantas SEGS han acumulado una gran experiencia en el diseño e implementación de este tipo de CET (Lotker, 1991, Citado por Romero, 2008).

El calor proveniente del sol debe ser aprovechado mediante algún ciclo termodinámico para la generación de energía eléctrica que es el fin primordial de las centrales solares. Se deben tomar en cuenta el correcto diseño y selección de todos los sistemas térmicos no solares, como lo son los sistemas de intercambio de calor, turbinas, medios de almacenamiento, generadores de vapor, condensadores, etc. Es fundamental.

Hay que considerar que mientras la eficiencia de los ciclos termodinámicos aumenta junto con la temperatura de operación, la de los sistemas solares disminuye debido a las pérdidas de calor que se presentan en los concentradores y/o receptores. Es importante definir una temperatura de operación que permita tener la mayor eficiencia para ambos. Esta temperatura se encuentra al considerar las pérdidas por calor en los sistemas solares como función de la temperatura de donde se obtiene su eficiencia y la potencia y eficiencia del ciclo termodinámico como función de la temperatura a la cual se recibe el calor y suponiendo que el calor se cede a temperatura ambiente constante. De esta forma la eficiencia global del sistema proviene de la multiplicación directa de la eficiencia de los sistemas solares y de los sistemas termodinámicos de transformación de la energía. Esto queda plasmado en la siguiente figura, donde se aprecia que la temperatura ideal para un sistema solar cualquiera es de alrededor de los 780°C (Geyer, Stine, 2001).



**Fig.30 Eficiencia de un concentrador solar y una máquina térmica respecto a la temperatura (Geyer, Stine, 2001)**

En la gran mayoría de las centrales solares se utiliza un ciclo Rankine para transformar la energía térmica en energía mecánica. Esto en primer lugar por que un campo solar permite generar vapor de agua a temperaturas entre los 450°C y 550°C (Mills, 2004), rango que cubre perfectamente las temperaturas óptimas de trabajo para turbinas de vapor comerciales. Por otro lado se utiliza el ciclo Rankine por la amplia experiencia y disponibilidad comercial que existe alrededor de las turbinas de vapor y de todos los equipos periféricos, lo que disminuye los costos de instalación y simplifica la operación y el mantenimiento. Para centrales en ciclo Rankine el vapor se genera de 1 a 3 etapas dependiendo de factores como el fluido transporte de calor, la capacidad de la torre, el diseño de equipos específicos, la temperatura de operación, etc. Siendo lo más común el tener tres etapas que son: precalentamiento, cambio de fase y sobrecalentamiento ya que de esta forma se pueden tener temperaturas mas elevadas del vapor de trabajo y se puede aprovechar mejor la energía proveniente del campo solar. Existen diseños que permiten la generación directa del vapor del ciclo termodinámico en el mismo receptor, lo que elimina la necesidad de un segundo fluido de trabajo y aumenta la temperatura de operación. Este fue el caso de la planta *Solar One* que tuvo una operación

exitosa de 1982 a 1988. Sin embargo, el hecho de generar el vapor sobrecalentado en el mismo receptor hace que éste tenga un diseño más complejo y mucho más robusto ya que la transferencia de calor en un medio líquido es mucho mayor para las mismas condiciones que en un gas. Si se tiene la misma incidencia de radiación sobre la parte del receptor que contiene líquido que sobre la que contiene vapor se puede presentar deterioro en las paredes del receptor debido a las altas temperaturas que se generan en la parte cercana al gas, debido a la menor transferencia de calor. Aunado a las etapas de generación del vapor, se pueden tener diferentes configuraciones del ciclo como las utilizadas en los ciclos Rankine convencionales, que incrementen la potencia o la eficiencia del ciclo. Algunas de estas modificaciones son:

- Recalentamiento: El recalentamiento consiste en tomar el vapor que se ha expandido en una turbina de “alta presión” y suministrarle calor para llevarlo nuevamente a un estado de sobrecalentamiento. Posteriormente se introduce a otra turbina de menor presión; el resultado es un incremento en la eficiencia ya que la temperatura promedio a la que se otorga calor al ciclo es mayor.
- Regeneración: Se le llama regeneración a la utilización del vapor expandido o en expansión para precalentar el agua antes de que ésta entre al generador de vapor. Se pueden utilizar fracciones del flujo másico total del sistema o regeneradores de flujo completo donde todo el vapor que sale de la turbina sirve para precalentar el agua. No existe una ganancia neta de calor en la regeneración pero el incremento en la temperatura media del flujo de calor dado al sistema, eleva la eficiencia del ciclo.

En un ciclo Rankine comúnmente se combinan recalentamiento con regeneración de forma que se obtenga la mayor eficiencia o potencia de acuerdo a las necesidades de la planta y la capacidad de la fuente de suministro de calor. Estas combinaciones pueden llegar a dar hasta 17 pasos en la turbina como en el caso de *Solar One* cuyo ciclo termodinámico tenía una eficiencia térmica de 35%.

Es posible utilizar otros dos ciclos termodinámicos además del ciclo Rankine estos son el ciclo Stirling y el ciclo Brayton. Si bien el ciclo Stirling es ampliamente utilizado en concentradores parabólicos de baja capacidad, está fuera del alcance de esta investigación. Por su parte el ciclo Brayton o de turbina de gas, se utiliza a gran escala para la generación de energía eléctrica y para la propulsión de aeronaves. No fue sino hasta el 2002 cuando se probó el primer sistema solar que transformaba la energía por medio de un ciclo Brayton. Este proyecto llamado *Solgate* fue impulsado por la Unidad de Investigación de la Comisión Europea y constaba de tres receptores solares tubulares en arreglo hexagonal que proveían de aire caliente a una turbina de helicóptero modificada a unos 800°C. La potencia que se logró obtener fue de poco menos de 250 kWe. Este sistema funcionaba a la vez con una parte de energía solar y con turbosina, de forma que el aire pasaba por la etapa de compresión donde posteriormente era calentado por la energía solar proveniente de los receptores. Después de esta etapa, el ciclo continúa normalmente en una turbina de gas donde el aire se calienta por la quema de la turbosina y se expande moviendo el rotor de la turbina. De esta forma se logró construir y probar con éxito el primer sistema híbrido solar en ciclo Brayton, lo que probó y documentó la factibilidad de este tipo de sistemas e incluso sentó las bases para el desarrollo de sistemas de turbina de gas puramente solares.

Los ciclos Brayton tienen un potencial especial de desarrollo con los sistemas de torre central, ya que actualmente tienen tecnología suficientemente desarrollada como para poder proveer de un flujo constante y de proporciones considerables de aire a temperaturas de hasta 1000°C lo que podría llevar a tener sistemas confiables de turbinas de gas propulsadas en su totalidad por energía solar (Solgate, 2005). Hasta la fecha, la implementación de turbinas de gas en un ambiente solar se ha limitado a los ciclos híbridos donde el aporte de energía del campo solar se utiliza para generar vapor a baja temperatura que después se sobrecalienta con la energía de los gases de escape de una turbina de gas. Este tipo de instalaciones también llamadas ISCCS que por sus siglas en inglés significa Sistema Integral Solar en Ciclo Combinado, han tenido un desarrollo importante en los últimos años en parte por que son un excelente primer acercamiento a la tecnología solar para muchos gobiernos y permite



disminuir los costos de instalación y generación de la misma. Al tiempo logran reducir el costo de generación de una turbina de gas en ciclo convencional ya que sin modificaciones es una manera costosa de generar electricidad. Este tipo de ciclo ha probado su factibilidad en varias instalaciones alrededor del mundo espacialmente en Estados Unidos y España. Es en éstos países que se han construido y probado ciclos híbridos tanto para torres centrales como para cilindros parabólicos. Estos últimos son los más atractivos desde el punto de vista comercial debido al grado de desarrollo que tienen y a la disponibilidad de equipos, por lo que son la opción más común para inversión en energía solar.

### **3.4 Sistemas de almacenamiento de energía térmica**

La potencia de un campo solar está siempre en inherente variación, regida por factores climáticos imposibles de controlar como nubosidad, viento y ángulo de incidencia, y por factores antropogénicos como demanda, tiempos de servicio y situaciones de emergencia por lo que un sistema de almacenamiento térmico completamente funcional es un requerimiento para cualquier planta solar térmica (Hale, 2000).

Una ventaja sobresaliente de las plantas de energía solar térmica sobre la energía solar fotovoltaica es ésta capacidad de almacenar la energía de manera eficiente y económica para poder ser usada en condiciones de demanda pico, baja irradiación solar e incluso durante periodos nocturnos. Como resultado la energía solar térmica puede alcanzar factores de planta anuales mucho mayores, que van del 25% sin almacenamiento térmico al 70% o más para sistemas con almacenamiento (TroughNet, 2008).

#### **3.4.1 Objetivos**

Se destacan 3 principales propósitos para el almacenamiento térmico en una planta solar (Hale, 2000):

- Amortiguamiento: Consiste en poder suavizar los transitorios de irradiación solar que puedan presentarse debido a nubosidad, viento o variaciones de carga requerida. Para esto se toma la energía térmica dirigida a la producción del vapor del almacenamiento térmico y no

directamente desde el campo solar. Este almacenamiento térmico actúa como un capacitor gigantesco que ayuda a tener condiciones de generación de vapor estables y momentáneamente independientes de la energía que esté llegando al campo solar. Para el amortiguamiento se requiere almacenar aproximadamente el equivalente a una hora de generación a máxima capacidad de la planta.

- Desplazamiento del período de operación: Requiere de un almacenamiento térmico mayor que el de amortiguamiento. Consiste en traspasar una parte o toda la carga térmica de un periodo de gran insolación a otro donde la tarifa de producción sea mayor o se requiera de la carga en ese instante. Por ejemplo, se puede tomar la energía colectada en las horas de máxima radiación solar (entre las 12:00 y las 13:00) y llevarla a la hora pico de consumo y tarifa (entre las 18:00 y las 21:00). Con esto se logra tener un precio de generación más competitivo y compensar la demanda eléctrica para los períodos críticos.
- Ampliación del periodo de operación: Uno de los objetivos principales del almacenamiento térmico es el de poder extender el tiempo diario de operación de las plantas solares térmicas. La energía que es recibida y no es utilizada durante el día debe ser almacenada para que, cuando el sol ha bajado, poder seguir generando electricidad a un ritmo normal. Debe mencionarse que la ampliación del período de operación no conlleva forzosamente a un sobredimensionamiento del campo solar. Consiste en el adecuado estudio de los requerimientos energéticos y en la correcta implementación y desarrollo de sistemas de almacenamiento térmico sofisticados.

En general el almacenamiento térmico tiene como objetivo principal el hacer de la tecnología solar térmica algo rentable en comparación con una planta termoeléctrica funcionando con ciclos convencionales.

### 3.4.2 Mecanismos de almacenamiento térmico

El almacenamiento de la energía térmica en una planta solar se lleva a cabo mediante el uso de un material ya sea sólido o líquido que aumenta su energía mientras es contenido en un depósito o tanque. En éste texto se utilizará el término *tanque* de forma indistinta para llamar el lugar de almacenamiento térmico de un fluido de trabajo o al arreglo de sólidos que tengan el mismo fin. De manera muy general se puede clasificar a los sistemas de almacenamiento térmico de acuerdo a la configuración en la que funcionan ignorando de momento a los diferentes materiales de los que esta compuesto el sistema de la siguiente manera (TroughNet, 2008):

- Sistema directo de dos tanques: A éste tipo de arreglo se le denomina directo ya que es el mismo fluido de trabajo que circula por el campo solar el que actúa como medio de almacenamiento térmico en depósitos especialmente diseñados. A uno de los tanques llega el fluido de trabajo a alta temperatura desde el campo solar, de donde se toma para elevar la temperatura del agua y generar vapor. Este fluido es enviado al segundo tanque que funciona como depósito frío y es circulado al campo solar. Este tipo de sistemas fue usado en las primeras plantas solares de tipo CCP y demostró ser práctico y rentable para almacenar alrededor de 3 horas de máxima capacidad de carga. Posteriormente entró en desuso debido a las relativamente bajas temperaturas de trabajo y al desarrollo que nuevos fluidos de trabajo que requerían presiones menores de almacenamiento. Ésta configuración se ha limitado al uso de aceites sintéticos y minerales.
- Sistema indirecto de dos tanques: Para ésta configuración se utilizan dos medios de trabajo: un fluido que circula por el campo solar y lleva la energía hasta la planta donde por medio de intercambiadores de calor cede su energía a otro medio y otro que circula en el bloque de potencia. El segundo medio de trabajo puede ser sólido, líquido o una sustancia en cambio de fase. De igual forma que en el sistema directo se tiene un tanque de sustancia caliente y uno de sustancia fría. Del

tanque caliente, se toma la energía necesaria para el generador de vapor después de lo cual se regresa la sustancia al tanque frío donde es calentado por el fluido que viene del campo solar, para ser enviado al tanque caliente y completar el ciclo. De ésta forma se toma toda la energía de un tanque cuya sustancia es mejor para el almacenamiento de calor que el fluido de trabajo que se tiene en los captadores, lo que incrementa considerablemente la eficiencia de la planta y permite la aplicación de una gran variedad de sustancias en el sistema de almacenamiento.

- Termopila: Consiste en un solo tanque en el cual se tienen tres grandes zonas. Estas zonas se forman de manera natural al existir un gradiente de temperatura que divide el tanque en zona caliente, zona de trabajo y zona fría. La zona caliente, que es relativamente pequeña, es la zona donde se transfirió el calor al medio de almacenamiento térmico y donde existe la más alta temperatura. La zona de trabajo es extensa y es de ahí de donde se toma el calor para hacer funcionar todo el ciclo de la planta. Localizada en la parte inferior del tanque esta la zona fría donde se cede el calor proveniente del campo solar. Este tipo de arreglo puede funcionar con el mismo fluido de trabajo del campo solar o con uno distinto dependiendo de las dimensiones. Una ventaja de éste tipo de sistemas es que el fluido de almacenamiento térmico puede ser en gran medida sustituido por materiales de relleno. Los laboratorios nacionales Sandia en Estados Unidos han desarrollado un sistema de termopila que funciona con sales fundidas como fluido de almacenamiento y una mezcla de arena y cuarcita como relleno, lo que podría disminuir de manera importante los costos del almacenamiento térmico.

### **3.4.3 Medios de almacenamiento térmico**

Habiendo definido los mecanismos de almacenamiento térmico, se discutirán los medios por los cuales se puede almacenar esta energía profundizando en los materiales de almacenamiento y en los mecanismos físicos por los cuales

se lleva a cabo. Podemos proponer 3 mecanismos para el almacenamiento térmico: mediante el incremento de entalpía de una sustancia a través del aporte de calor y mediante el aprovechamiento del cambio en energía en una reacción química (Hale, 2000). Cada uno de estos será descrito a continuación:

- Aporte de calor e incremento de entalpía: Aportando calor a una sustancia sin que exista un cambio de fase en esta se observa un incremento medible en la temperatura de la misma, esta energía a la que se denomina entalpía es la responsable de llevar a cabo el almacenamiento térmico. Las diferentes propiedades de cada sustancia generan diferentes condiciones de almacenamiento térmico, por lo que estas propiedades deben evaluarse en igualdad de condiciones para así poder tener una comparación representativa y obtener la que mejor cumpla con los parámetros deseados. Las principales características que se analizan en una sustancia de trabajo son: calor específico, densidad, rango de temperaturas de operación, conductividad térmica, difusividad térmica, presión de vapor, compatibilidad con otros materiales y costo.

En cuanto a los materiales sólidos que han sido utilizados y de los cuales se tiene referencia, los más destacados por su combinación de funcionalidad y costo son: hierro colado, cloruro de sodio (sólido) y concreto reforzado. De los anteriores, los últimos dos materiales presentan los menores costos, pero su desempeño térmico es relativamente pobre en comparación con el hierro, el cual siendo casi 30 veces más costoso que el concreto reforzado tiene una excelente capacidad y conductividad térmica a un costo moderado.

Por su parte existe gran variedad de líquidos que han destacado por su aplicación a plantas solares térmicas, específicamente en los sistemas SEGS. Estos líquidos son especialmente diseñados para poder obtener propiedades características que los hagan útiles para la aplicación solar; de los que podemos destacar los siguientes: aceite

sintético, aceite en base silicón, sales de nitratos, sales de nitritos, carbonatos y sodio líquido. El sistema de almacenamiento de estos es más complejo que el de los sólidos puesto que si no se tiene un estudio completo y un diseño de alta calidad, es común que se presente de manera natural una mezcla entre las zonas a diferente temperatura. Todos estos materiales tienen una aplicación factible aunque cada uno con sus desventajas. Por ejemplo, las sales tienen una temperatura de fusión alta, por lo que para ser mantenidas por arriba de esa temperatura es necesario un suministro constante de calor, el cual, si no proviene del campo solar debe ser provisto por un combustible fósil. Por su parte los aceites tienen presiones de vapor altas a la temperatura de trabajo del campo solar (Aprox. 350°C-400°C) por lo que deben ser contenidos en recipientes presurizados que involucran un alto costo.

De los sistemas propuestos actualmente, el que presenta una mayor rentabilidad y un buen desempeño es el sistema de dos tanques indirecto con sales fundidas, el cual, de acuerdo con Herrmann (2004) puede tener un costo de hasta 30 Dólares por kilo-Watt hora térmico.

- Aporte de energía de cambio de fase: Otra forma de almacenar calor en una sustancia, es haciéndola cambiar de fase. Se puede almacenar energía de forma casi isoterma mediante el cambio de fase de una sustancia. Con ello se logran grandes ventajas ya que para la mayoría de los casos el aporte energético para el cambio de fase de un material por unidad de masa es mucho mayor que el que se podría lograr con un incremento de temperatura, lo que disminuye las dimensiones del sistema de almacenamiento térmico. Sin embargo los sistemas de almacenamiento con cambio de fase requieren de diseños de transferencia de calor y materiales más sofisticados puesto que los ciclos de fundición-solidificación degradan rápidamente las sustancias de uso común. La experiencia que se tiene en cuanto a materiales con cambio de fase fue generada en las plantas SEGS, teniendo los siguientes materiales como los más aptos para esta

función:  $\text{NaNO}_3$ ,  $\text{KNO}_3$ ,  $\text{KOH}$ . Existen ya proyectos de demostración para la aplicación de este tipo de sistemas a proyectos de mayor escala que podrían presentar los menores costos y volúmenes de almacenamiento térmico.

- Almacenamiento químico: Un tercer mecanismo de almacenamiento es mediante reacciones químicas, para lo cual es necesario tener una reacción completamente reversible. Esta reacción es provocada por el calor generado en el campo solar y de forma inversa es llevada a cabo liberando calor cuando es requerido por el sistema de generación. Los sistemas químicos proponen la densidad energética más alta de todas las opciones de almacenamiento térmico y a su vez proveen de un sistema de almacenamiento térmico prácticamente independiente del tiempo. Si se generan reactivos en la reacción endotérmica pueden ser almacenados casi indefinidamente y a condiciones ambiente hasta que sean requeridos, eliminando las pérdidas de calor inherentes a todos los demás sistemas. De ésta forma, el almacenamiento químico se propone como una de las opciones a futuro más atractivas en cuanto a dimensionamiento y tiempo de almacenamiento. Presenta también desafíos técnicos y tecnológicos importantes respecto al desarrollo de las reacciones, la cinética de éstas, la toxicidad y flamabilidad de los componentes y los aspectos termodinámicos correspondientes. No hay actualmente un sistema maduro de almacenamiento químico pero se espera que en los años próximos con el apoyo a la tecnología solar se desarrolle un medio químico comercial para el almacenamiento.

### **3.5 Análisis económico de los sistemas propuestos**

El aspecto económico es sin lugar a dudas uno de los más importantes en cualquier proyecto ya que determina la posibilidad real de ser llevado a cabo y limita o impulsa el desarrollo de tecnología en el futuro. El análisis económico de los sistemas solares actuales es complejo puesto que se presentan grandes

cambios y nuevas propuestas continuamente, lo que hace variable el costo de generación y de inversión. Una vez más éste análisis, se basará en los sistemas con mayor desarrollo actual para las plantas de cilindros parabólicos (SEGS) y en los modelos mejor aproximados para las plantas de torre central (*Solar One*, *Solar Two* y PS10). Hay dos parámetros fundamentales para evaluar la factibilidad económica de un proyecto: 1. La inversión de capital necesaria para tener una planta en operación, que depende del precio del terreno, materiales, construcción, instalación de equipos, pruebas operativas y puesta en marcha. Por lo general todo esto se considera junto en un único parámetro que se da por razón de kWe efectivo instalado para facilitar la comparación con proyectos de otra magnitud y naturaleza. 2. Los costos asociados a la operación y mantenimiento de la planta también llamados costos operativos. Hay que aclarar que éste término no es completamente correcto ya que los costos operativos casi siempre incluyen un factor de depreciación de los equipos que relaciona así la vida útil de la planta para poder efectuar una comparación con sistemas que tengan un tiempo de utilidad distinto.

De acuerdo a los dos parámetros anteriores, las tecnologías solares con mayores posibilidades de implementación y desarrollo son las térmicas de potencia de Cilindros Parabólicos y de Torre Central. A pesar de que los costos de instalación y operación varían enormemente entre proyectos debido al tipo de instalación, la capacidad, el factor de planta y otros parámetros, todos los autores coinciden en que los costos disminuirían de forma importante de seguirse con la tendencia de instalación y desarrollo actuales. Hoy en día ya se tienen precios competitivos si se presentan estímulos fiscales o apoyos y para el año 2020 se tendrán costos de generación e instalación realmente competitivos con cualquier otro tipo de generación de energía eléctrica.

Los costos de instalación y generación actuales para las 3 tecnologías solares térmicas de concentración quedan detallados en la siguiente tabla de Ramos, C. 2005.



	Canal Parabólico	Receptor Central	Plato Parabólico
Costos de inversión (USD\$/kW)	2800-3200	4000-5000	10000-12000
Costos de la energía generada (USD\$/kWh)	0.12-0.15	0.15-0.20	0.20-0.25

**Fig.33 Costos de inversión y generación de plantas solares térmicas (Ramos, C. 2005)**

En el estudio *Solar Thermal Power Now* de *Pilkington Solar International* se sugiere que el proceso de integración de tecnologías solares a la generación de energía eléctrica en países en vías de desarrollo o que actualmente no cuenten con tecnología solar de algún tipo podría ser de la siguiente forma:

- Primera fase: Adición de campos solares.- La adición de áreas de colectores concentradores (campos de helióstatos o canales parabólicos) con participación solar entre el 10 y 30% en plantas térmicas de ciclo combinado, carbón o combustóleo podrían responder a las necesidades actuales de energía eléctrica y reducir los costos de inversión de la parte solar. Se puede decir que México se encuentra actualmente en esta fase ya que se han instalado sistemas que permiten disminuir el consumo de combustibles fósiles, por medio de equipos que captan la energía solar. Un ejemplo es el caso del proyecto solar de Agua Prieta, donde en primer instancia se instalarán captadores que permitan ahorrar gas natural en una central en ciclo combinado.
- Segunda fase: Incremento en la participación solar.- Un incremento de la participación solar de hasta un 50% en plantas térmicas quemando carbón o combustóleo podría darse si los precios de los combustibles fósiles se elevan y se cumple la reducción de los costos de inversión de la parte solar. En esta fase sería de bastante beneficio por la fuerte reducción de emisiones a la atmósfera.
- Tercera fase: Incorporación de sistemas de almacenamiento.-Prospectiva de las Tecnologías Termosolares a Concentración.- Si los precios de los combustibles fósiles continuaran incrementándose y se incorporaran sistemas de almacenamiento térmico se evitaría, la necesidad de contar

con sistemas de respaldo de combustible fósil y las plantas solares podrían en principio operar en modo base.

Los costos de instalación y generación para el futuro se estiman en base a modelos económicos que consideran el posible aumento en capacidad, el desarrollo de nuevas tecnologías que permitan un diseño más sencillo y el perfeccionamiento del manejo de instalaciones en base a la experiencia generada. Como resultado Ramos, C. 2005 nos expone un panorama del estimado de costos de generación para plantas de torre central, cilindros parabólicos y plato central o motor Stirling.

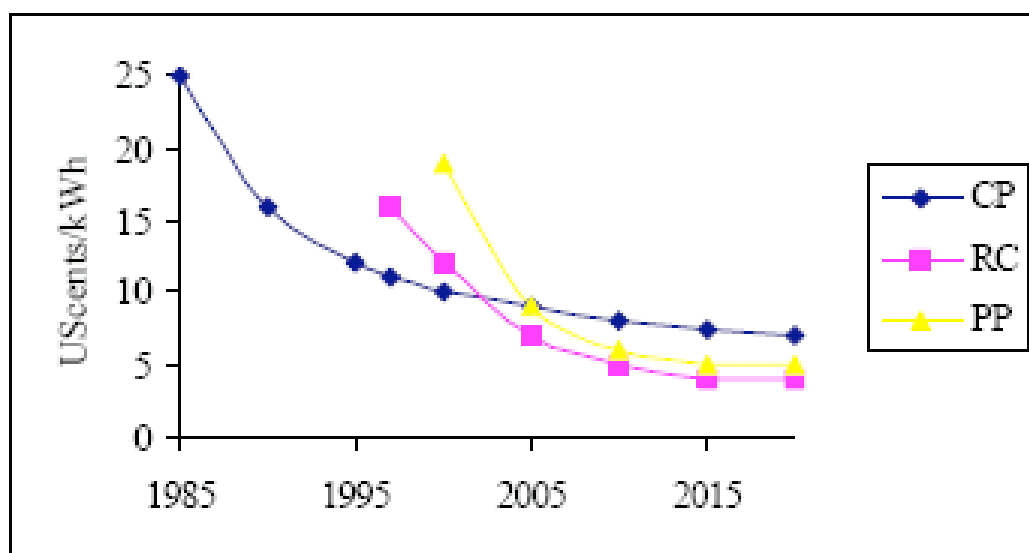


Fig.32 Costos de generación para plantas solares demostrados y proyectados (NREL, 2009)<sup>1</sup>

En cuanto a los costos de instalación para las torres centrales se estima que con sistemas adecuados de almacenamiento de energía térmica para aumentar el factor de planta se pueda llegar a valores del orden de los 2400 a 2600 dólares por kilowatt eléctrico efectivo instalado. La mayoría de las estimaciones ubica los costos de instalación de las plantas de cilindros parabólicos en un rango de los 3000 dólares por kilowatt eléctrico efectivo instalado (Shinnar, Citro, 2007). En comparación el costo promedio de instalación de una central nucleoelectrica es de 1300 USD/kWe, el de una central en ciclo combinado es de 450 USD/kWe, 1000USD/kWe para una central carboeléctrica, de 1100 a

<sup>1</sup> CP, RC y PP son Cilindro parabólico, Receptor Central y Plato Parabólico o disco Stirling respectivamente.

1700 USD/kWe para una central eólica y de 1300 a 3000 para una central hidroeléctrica (Best y Brown, 2008).

## **IV. Estudio de los sitios de probable aplicación**

El estudio de los sitios de posible aplicación es uno de los aspectos más importantes en cualquier proyecto solar ya que es indispensable localizar un área ideal para el correcto funcionamiento de los equipos y para disminuir tanto los costos de inversión como los de mantenimiento. Este estudio es por sí solo un tema completo en el análisis de factibilidad de la instalación de una central, ya que comprende aspectos geográficos, económicos, técnicos y hasta sociales para determinar si un sitio es candidato para el desarrollo de la energía solar.

### ***4.1 Revisión de la distribución de radiación solar en el país***

En capítulos anteriores se dió una idea general de la distribución de la energía solar en México, sin embargo hay información más específica sobre ciertos lugares de la república donde podemos observar una muy alta incidencia de radiación solar durante todo el año. Para el correcto funcionamiento de los sistemas solar térmicos es deseable tener condiciones ambientales de radiación solar, humedad y visibilidad constantes más que períodos de alta radiación seguidos de temporadas de muy baja radiación y gran precipitación pluvial ya que de ésta forma se puede predecir mejor el comportamiento de los sistemas y se incrementa considerablemente el factor de planta teniendo así costos de generación mucho menores.

Las ciudades cercanas a las regiones con la mayor irradiancia del país y los valores diarios medios correspondiente son las siguientes (CONAE, 2008):

- Guaymas, Sonora – 6 kWh/m<sup>2</sup>
- Hermosillo, Sonora – 6 kWh/m<sup>2</sup>
- San Luis, Sonora – 6 kWh/m<sup>2</sup>
- Nogales, Sonora - 5.4 kWh/m<sup>2</sup>
- Chihuahua , Chihuahua – 5.9 kWh/m<sup>2</sup>
- La Bufa, Zacatecas – 5.8 kWh/m<sup>2</sup>
- Colotlan, Jalisco – 5.9 kWh/m<sup>2</sup>
- Sailna Cruz, Oaxaca – 5.8 kWh/m<sup>2</sup>
- Querétaro, Querétaro – 5.9 kWh/m<sup>2</sup>

Como podemos observar el recurso energético solar esta ampliamente distribuido por el territorio nacional desde Sonora hasta Oaxaca y se tienen valores muy altos de irradiancia en una amplia extensión, de forma que el 38% del territorio nacional recibe 5.8 kWh./m<sup>2</sup> de radiación solar global o más (Saldaña, Miranda, 2005). Se considera que un lugar tiene un buen potencial de desarrollo solar para aplicaciones termoeléctricas cuando los valores de irradiancia son cercanos a 6 kWh/m<sup>2</sup> .

Es importante distinguir entre la radiación solar directa, difusa y global ya que los sistemas de cilindros parabólicos y de torre central sólo pueden aprovechar la radiación solar directa. La radiación solar directa como su nombre lo dice, es aquella que llega desde la dirección del Sol mientras que la dirección de la radiación difusa ha sido modificada por diversas circunstancias como partículas suspendidas en la atmósfera, objetos o son reemisiones de cuerpos, por lo que se considera que viene de *todas direcciones*. La radiación global es simplemente la suma de las dos anteriores.

Tomando en cuenta solamente las condiciones de radiación solar, los estados de Sonora y Chihuahua tienen condiciones ideales para la instalación de centrales solares, aunque también parte de los estados de Jalisco, Zacatecas y Querétaro cuentan con zonas de gran potencial solar.

#### **4.2 Lugares óptimos de acuerdo a su geografía y entorno urbano**

Existen diversos factores que determinan si es factible la ubicación de una planta solar térmica además de la componente de radiación solar de los cuales uno es su geografía. El entorno geográfico es importante por que influye directamente en costo de instalación y de operación debido a que si la situación geográfica del lugar no es óptima se requerirá de mayor tiempo en el traslado de materiales y equipo para la construcción e incluso se necesitará de nueva infraestructura carretera. Por otro lado debido a la experiencia que se tuvo en la construcción de plantas como las SEGS y la *Solar One* y *Solar Two*, se

recomiendan cuatro puntos indispensables de supervisión para poder decir que un sitio es idóneo para el desarrollo de la energía solar térmica (Mehos, 2004):

- Que los niveles de irradiancia solar sean muy cercanos o mayores a 6 kWh./m<sup>2</sup>.
- Eliminar las áreas ecológicamente sensibles, las grandes concentraciones urbanas y aquellas con potencial de uso de suelo alto (Cultivos, desarrollos urbanos, minas, etc.).
- Eliminar áreas con pendientes mayores al 3% ya que para la correcta instalación del campo de helióstatos o de concentradores parabólicos es necesario nivelar el terreno con gran exactitud.
- El área continua con las características anteriores debe ser por lo menos de 10 kilómetros cuadrados.

Otros aspectos importantes que deben considerarse son el acceso a la red eléctrica sin necesitar de grandes modificaciones o de instalación de nuevas líneas, el acceso a un flujo de agua constante para alimentar los sistemas de enfriamiento y de generación de vapor y el valor de los terrenos donde se planea la construcción.

En general destaca la zona noroeste del estado de Sonora como ideal para la instalación de parques solares debido a su alta irradiancia solar, el limitado potencial de uso de suelo debido a su clima árido y a las grandes extensiones de terreno con condiciones homogéneas. Zacatecas podría también tener un desarrollo interesante puesto que cuenta con las condiciones geográficas necesarias y podría además, al estar cerca de grandes centros de población, aportar energía a zonas de mayor consumo disminuyendo pérdidas por la transmisión.

### ***4.3 Revisión de apoyos y subvenciones a proyectos***

Los proyectos solares alrededor del mundo que han tenido éxito ha sido en gran parte gracias al apoyo económico y a estímulos fiscales que han recibido por parte de los gobiernos y de organizaciones como el Banco Mundial; ya que de principio no se pueden tener costos de generación competitivos en

comparación con fuentes convencionales fósiles. Los apoyos generalmente consisten en una dotación económica para el campo solar, donación o precios preferentes para el uso de suelo y condonación de diversos impuestos.

En Estados Unidos que es donde se tiene la mayor experiencia en proyectos funcionales se han otorgado principalmente apoyos para el financiamiento parcial o total del campo solar y condonaciones o reducciones en los impuestos durante los primeros 5 años. Son muchos los beneficios que obtienen los gobiernos o las juntas que otorgan éste tipo de financiamiento siendo algunos de los más importantes lo siguientes (Mehos, 2004):

- Disminución del impacto ambiental por emisión de gases contaminantes y de efecto invernadero.
- Generación de empleo temporal y fijo de nivel medio y alto.
- Disminución de la dependencia a centrales eléctricas foráneas y disminución de los cuellos de botella en la carga.
- Mantenimiento de la estabilidad de los precios de generación al tener una menor dependencia de fuentes de energía con precios altamente variables como lo son el petróleo y el gas natural.
- Disminución de la dependencia a grandes hidroeléctricas en zonas áridas y en periodos de sequía.

A su vez se espera que con el apoyo a proyectos solares se de un impulso a la industria relacionada con los equipos e instalaciones de las centrales solares y que de esta forma se puedan disminuir dramáticamente los costos de esta.

Sería también importante, resaltar el apoyo que varias naciones han dado a energías renovables y de ésto se dan unos ejemplos:

- 25 países de la Unión Europea han definido en promedio como objetivo para el 2010: 25% en electricidad y 12% en energía total.
- España (Decretos reales de 1994, 1997-98, 2002): meta 30% del consumo de energía primaria en el 2020 con fuentes renovables de energía.
- China (ley ER, enero 2006): meta 15% del consumo de energía primaria en el 2020 con fuentes renovables de energía, instalarán 60,000 MWe.

- Estados Unidos: en 2006 acrecienta presupuesto pro ER (+65% biomasa, +79% solar, +13% eólica), (Best y Brown, 2008)

El sistema Precio Fijo a la venta de energía de las tecnologías de ER, garantiza a los autoprodutores el derecho de vender su producción a la red eléctrica y recibir una remuneración fijada por la ley. La remuneración depende de la tecnología empleada. Normalmente cuanto más se acerca el precio de producción al de mercado, esta remuneración es inferior, con la finalidad de permitir el desarrollo equilibrado de todas las fuentes de energía renovables. Esta remuneración se garantiza por un periodo de tiempo determinado en la ley. Es un sistema eficaz y fácil de aplicar y los países que mayor éxito han tenido en la promoción de las fuentes de energías renovables (Alemania, España, Dinamarca) han utilizado este sistema (Best y Brown, 2008).

En el año 2006 se propuso un proyecto para México que consistía en la adición de un campo solar a una central de ciclo combinado en Agua Prieta Sonora. Este proyecto recibió la aprobación para la donación de 49.35 millones de dólares por parte del Banco Mundial para el financiamiento del campo solar, el bloque de potencia y equipos periféricos que serían costeados por la Comisión Federal de Electricidad. El proyecto de Agua Prieta planea la instalación de un campo de 31MWt que alimenta un generador de vapor que a su vez reciba calor proveniente del escape de una turbina de gas. De ésta forma se reduce dramáticamente el consumo de gas para generar el vapor del ciclo Rankine. Este proyecto recibió mucho apoyo por parte de la comunidad internacional ya que se esperaba que después de una exitosa ejecución se podría fácilmente replicar a otras partes del mundo, sin embargo hasta la fecha no se ha tenido el avance esperado debido a las dificultades legales que presenta la transferencia de fondos para la construcción e instalación.

Es importante destacar que pocos proyectos a nivel mundial incluyen los costos de las externalidades en sus análisis financieros y que el valor de estos no es despreciable. Por ejemplo, un estudio reciente auspiciado por la CEPAL y la SEMARNAT estimó en más de \$6 pesos mexicanos el costo adicional que tendría que tener cada kilowatt-hora, considerando las externalidades de las



plantas termoeléctricas mexicanas (Best y Brown, 2008), por lo que de incluirse estos costos podríamos ver precios de generación mucho mas competitivos para las energías renovables.

## V. Conclusiones

En base a la información que se revisó concerniente al panorama mundial del desarrollo de la energía solar térmica, su aplicación a futuro y el perfil energético del país se puede concluir lo siguiente:

- México tiene un gran potencial para el desarrollo del recurso energético solar que no ha sido cuantificado minuciosamente como para poder llevar a cabo análisis más detallados sobre los posibles sitios de desarrollo de tecnologías solares de concentración, que permitieran comparar contra factores geográficos, ecológicos y sociales como de uso del suelo. El potencial energético de México no se ha podido aprovechar del todo. Por otro lado, desde que se dió concesión a particulares para la generación de energía eléctrica, ha cambiado enormemente el sector energético del país. La instalación de plantas solares podría provenir de un esfuerzo conjunto entre el Gobierno Federal, empresas particulares y fondos de apoyo como el Banco Mundial.
- La tecnología solar de torre central tenderá a convertirse en el futuro cercano en una de las mejores opciones de energía solar disponibles en el mercado. Es más flexible técnicamente que sus similares permitiendo la adaptación de una variedad de dispositivos para cogeneración, generación por vía térmica y fotovoltaica y desalinización de agua de mar. Permite disminuir los costos de generación a niveles que serían competitivos contra cualquier otro medio de generación de energía eléctrica y que se estima serán los mas bajos para cualquier medio de generación solar. Sin embargo, actualmente no existe la disponibilidad comercial ni la experiencia suficiente como para llevar a cabo un proyecto de este tipo.
- Los combustibles fósiles son un recurso limitado en el país y su precio tiende a la alza. La dependencia a ese tipo de energéticos, debilita el sector energético y lo hace dependiente de factores externos y volátiles por lo que se debería de ampliar sustancialmente la participación de tecnologías renovables en el portafolio energético de México. De éstas

tecnologías renovables, la solar térmica de cilindros parabólicos podría fácilmente adaptarse a las plantas existentes en ciclo combinado para disminuir el consumo de gas o proveer el 100% de la energía en una planta puramente solar para así reducir de forma gradual la participación de los combustibles fósiles en el sector energético.

- México tiene numerosos sitios con un alto potencial para el desarrollo de la energía solar. Destaca el noreste del país, ya que tiene condiciones de irradiancia y orografía muy similares a las que se tienen en algunas zonas de Estados Unidos, que han sido ya evaluadas y aceptadas como zonas de alto potencial solar y que actualmente cuentan con planes comprometidos de desarrollo de plantas de cilindros parabólicos. Sería también importante destacar que la inversión en plantas solares para la generación de energía eléctrica promovería la inversión en industria dedicada a la fabricación de componentes utilizados en este tipo de plantas. Lo que no sólo generaría empleo si no que disminuiría los costos para plantas futuras.
- El potencial solar del país no está plenamente identificado no por falta de mediciones si no por la incompatibilidad entre éstas. Sería necesario definir parámetros que nos permitieran normalizar éstas medidas y aglomerarlas en un sistema único que hiciera más fácil el manejo y acceso a la información.
- La instalación de sistemas solares en el país permitiría la distribución de la generación para su consumo local y regional, lo que disminuiría los elevados costos de transmisión que se presentan en el esquema de generación centralizada o concentrada.

## VI. Glosario

- CET: Centrales Solares Termoeléctricas
- Helióstato: Elemento del sistema de concentración solar que refleja la radiación incidente hacia un punto deseado.
- Sol: Unidad de medida de la concentración solar, un sol equivale a la radiación recibida de forma directa en cierta área.
- SEGS: Proyecto de varias plantas solares en el sur de los Estados Unidos, por sus siglas en inglés Sistemas Solares de Generación de Energía Eléctrica.
- CCP: Concentrador Cilindro-Parabólico
- ISCCS: Sistema Integral Solar en Ciclo Combinado
- Campo Solar: Área donde se ubican los receptores o concentradores en una central solar.
- Termopila: Tanque para almacenamiento y regulación de la energía térmica.
- Isoterma: Relativo a la misma temperatura
- Factor de Planta: Porcentaje de la capacidad instalada que se utiliza en promedio en una central cualquiera
- kWe: kiloWatt eléctrico
- kWt: kiloWatt térmico
- Ciclo Rankine: Ciclo termodinámico para producir energía mecánica a partir de la energía térmica basado en vapor de agua como fluido de trabajo.
- Ciclo Brayton: Ciclo termodinámico que se basa en la turbina de gas para la conversión de energía térmica en energía mecánica.

## VII. Bibliografía

- Holl, R. J. (1978), "Definition of Two Small Central Receiver Systems", Sandia National Labs Report
- Battleson, K.W.(1981), "Solar Power Tower Design Guide: Solar Thermal Central Receiver Power Systems, A Source of Electricity and/or Process Heat," Sandia National Labs Report SA
- Lotker, M. (1991) "Barriers to Commercialization of Large Scale Solar Electricity. The LUZ experience". Informe técnico publicado por Sandia National Laboratories
- Winter C.J., Sizmann R.L., Vant-Hull L.L. (Eds) (1991), "Solar Power Plants", Springer-Verlag, Berlin
- Jardón, J. (comp.). (1995). "Energía y medio ambiente, una perspectiva económico-social". México: Plaza y Valdés Editores
- Becker M. Macias M. Ajona J.I. (1996): 'Solar Thermal Power Stations', En: "The future for renewable energy. Prospects and directions", Ed. EUREC-Agency, James&James Science, London,
- Castro, M. Colmenar, A. Carpio, J. Guirado, R. 2000, "Energía solar térmica de mediana y alta temperatura", PROGENSA, Sevilla, España
- Hale, J. 2000, "Survey of Thermal Storage for Parabolic Trough Power Plants", Pilkington Solar International GmbH para National Renewable Energy Laboratory, Cologne, Obtenido el 10 de Noviembre de <http://www.nrel.gov/csp/troughnet/pdfs/27925.pdf>
- Geyer, M. Quaschnig, V. (2000), "Solar thermal power", Renewable ENERGY World, 3(4), Inglaterra
- Reilly, H. Pacheco, J. 2000, "Solar Two: A successful power tower demonstration project", Sandia National Laboratory, Obtenido el 25 de Octubre del 2008 de <http://www.osti.gov/energycitations>
- Aringhoff, R (2001), "Project development activities outside of the US", Forum 2001 Solar Energy: The power to choose, Obtenido el 5 de Agosto del 2008, de [www.eren.doe.gov/troughnet/](http://www.eren.doe.gov/troughnet/)
- Stine, W. Geyer, M. 2001, "Power From The Sun", Obtenido el 5 de Diciembre del 2008 de [www.powerfromthesun.net](http://www.powerfromthesun.net)
- Wark, K. Richards, D. 2001, "Termodinámica" 6ª Ed. México: McGraw Hill
- Schramek, P. Mills, D. 2002, "Multi-Tower Solar Array", Department of Applied Physics, University of Sydney, Australia, Obtenido el 10 de Enero del 2009 de [www.sciencedirect.com](http://www.sciencedirect.com)

- Almanza, R. (2003), et al, "Ingeniería de la energía solar II", Instituto de Ingeniería, UNAM, México DF, Mexico.
- "Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecast", Sargent & Lundy Consulting Group para National Renewable Energy Laboratory, Chicago, 2003, Obtenido el 20 de Octubre de 2008 <http://www.nrel.gov/csp/pdfs/34440.pdf>
- Buck, R. Barth, C. Eck, M. Steinmann, W. 2004, "Dual-receiver concept for solar towers", German Aerospace Center, Institute of technical thermodynamic, Stuttgart, Germany, Obtenido el 10 de Octubre del 2008 de [www.sciencedirect.com](http://www.sciencedirect.com)
- Herrmann, U. Kelly, B. Price, H. 2004, "Two-tank molten salt storage for parabolic trough solar power plants", FLABEG Solar international GmbH, Köln Germany, Obtenido el 15 de Septiembre del 2008 de [www.sciencedirect.com](http://www.sciencedirect.com)
- Kalogirou, S. (2004), "Solar thermal collectors and applications", Department Of Mechanical Engineering, Higher Technical Institute, Cyprus, Obtenido el 20 de Septiembre del 2008 de [www.sciencedirect.com](http://www.sciencedirect.com)
- Mills, D. 2004, "Advances in solar thermal electricity technology", Department of Applied Physics, University of Sydney, Australia, Obtenido el 10 de Diciembre del 2008 de [www.elsevier.com/locate/solener](http://www.elsevier.com/locate/solener)
- Mulás del Pozo, P. 2005, "Visión a Largo Plazo Sobre la Utilización de Las Energías Renovables en México", Centro de Investigación en Energía, Universidad Nacional Autónoma de México, México, Disponible en: [www.etde.org/etdeweb/](http://www.etde.org/etdeweb/)
- Saldaña, R. Miranda, U., 2005, "Estudio de los Potenciales Bioenergético, Eólico, Minihidráulico y Solar en México", Instituto de Investigaciones Eléctricas, División de Energías Alternas, México. Disponible en: [www.etde.org/etdeweb/](http://www.etde.org/etdeweb/)
- Ramos, C., 2005, "Prospectiva de las Tecnologías Termosolares a Concentración para la Generación de Potencia Eléctrica", Instituto de Investigaciones Eléctricas, División de Energías Alternas, México, Disponible en : [www.etde.org/etdeweb](http://www.etde.org/etdeweb)
- Kruger. P, 2006, "Alternative Energy Resources The Quest for sustainable Energy", Willey & Sons, New Jersey
- WORLD BANK GEF, "Assessment of the World Bank/GEF Strategy for the Market Development of Concentrating Solar Thermal Power", 2006, Obtenido el 10 de Julio del 2008, de [www.worldbank.org](http://www.worldbank.org)

- Dirección General de Planeación Energética, 2007, “Prospectiva del Sector Eléctrico 2007-2016”, secretaría de Energía, Mexico, Obtenido el 10 de Marzo del 2009 de [http://www.sener.gob.mx/webSener/res/PE\\_y\\_DT/pub/Prospectiva%20Sector%20Electrico%20FINAS.pdf](http://www.sener.gob.mx/webSener/res/PE_y_DT/pub/Prospectiva%20Sector%20Electrico%20FINAS.pdf)
- Shinnar, R., Citro, F., 2007, “Solar thermal energy: The forgotten energy source”, The Clean Fuels Institute, Department of Chemical Engineering, New York, USA, Recuperado el 10 de Octubre del 2008 de [www.elsevier.com/locate/techsoc](http://www.elsevier.com/locate/techsoc)
- “A history of solar power”, n.d., Obtenido el 10 de Junio del 2008, de <http://www.ausra.com/history/index.html?tl=3>
- Best y Brown, R. “Energías renovables”, Escuela de Investigación en Energía 2008, CIE. Temixco. Morelos. México
- BP Global, (2008). “BP Statistical Review of World Energy”. Obtenido el 10 de Marzo del 2009 de <http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6929&contentId=7044622>
- Secretaría de Energía, 2008, “Energías Renovables Para el Desarrollo Sustentable en México”, Obtenido el 20 de Marzo del 2009 de [http://www.sener.gob.mx/webSener/res/PE\\_y\\_DT/fe/e\\_renovables\\_mexico.pdf](http://www.sener.gob.mx/webSener/res/PE_y_DT/fe/e_renovables_mexico.pdf)
- Sistema de Información Energética, 2008, Sitio web del Gobierno Federal con información de CFE, LFC, PEMEX, IMP, CONAE, IIE e INEGI. Información recuperada el 10 de Marzo del 2009 de <http://sie.energia.gob.mx/sie/bdiController?action=login>
- Sistema de información energética. Secretaría de energía. Sitio Web <http://sie.energia.gob.mx/sie/bdiController> , Consultado el 20 de Septiembre del 2008
- SunLab, N.D., “Solar Power Tower”, Sandia National Laboratory (SNL), Obtenido el 3 de diciembre de 2008 de <http://www.energylan.sandia.gov/sunlab/overview.htm>
- “Parabolic Trough Solar Power Network”, National Renewable Energy Laboratory, Pagina Web, <http://www.nrel.gov/csp/troughnet/> , consultada el 10 de Octubre del 2008
- Pilatowsky. I, 2008, “Energía termosolar”, Escuela de Investigación en Energía 2008, CIE Temixco. Morelos. México
- “Power Tower Plants Solutions to Global Climate Change”, n.d., Obtenido el 20 de Octubre del 2008 de [www.abengoasolar.com](http://www.abengoasolar.com)

- Romero, M. (2008), “Energía Solar Termoeléctrica,” Obtenido el 5 de Mayo del 2008, de [http://www.uib.es/facultat/ciencies/prof/victor.martinez/recerca/jornadesI/ManuelRomero/CSP\\_Termoelectrica.pdf](http://www.uib.es/facultat/ciencies/prof/victor.martinez/recerca/jornadesI/ManuelRomero/CSP_Termoelectrica.pdf)
- “Tecnología termosolar cilindro-parabólica”, n.d., Obtenida el 17 de Septiembre del 2008, de [www.abengoasolar.es/sites/solar/es/tecnologias/termosolar/tecnologia\\_ccp/index.html](http://www.abengoasolar.es/sites/solar/es/tecnologias/termosolar/tecnologia_ccp/index.html)
- “Tecnología termosolar de torre”, n.d., Obtenida el 17 de Septiembre del 2008, de [http://www.abengoasolar.es/sites/solar/es/tecnologias/termosolar/tecnologia\\_de\\_torre/index.html](http://www.abengoasolar.es/sites/solar/es/tecnologias/termosolar/tecnologia_de_torre/index.html)
- Kearney, D., “Assessment of Thermal Energy Storage for Parabolic Trough Solar Power Plants”, Kearney & Associates, Obtenido el 13 de Noviembre de 2008 [http://www.nrel.gov/csp/troughnet/wkshp\\_2006.html#storage](http://www.nrel.gov/csp/troughnet/wkshp_2006.html#storage)
- WorldWatch Institute, “REN21 Renewables Status Report”, 2008, Obtenido el 13 de Julio del 2008, de [www.worldwatch.org](http://www.worldwatch.org)
- Comisión para el Ahorro de Energía, “Estudio de la situación actual de la Minihidráulica nacional y potencial en una región de los estados de Veracruz y Puebla”, México, (sin fecha).