



Universidad Nacional Autónoma de México
Centro de Investigación en Energía



ANEXO 6 - II

Visión a Largo Plazo Sobre la Utilización de las Energías Renovables en México

Energía Solar

Documento preparado para la Dirección General de Desarrollo Tecnológico de la Subsecretaría de Planeación y Desarrollo Tecnológico de la SENER

Coordinador General: Dr. Pablo Mulás del Pozo

Autores:

Dr. Claudio A. Estrada Gasca
Dr. Camilo A. Arancibia Bulnes
Dr. Rubén Dorantes Rodríguez
Dr. Jorge Islas Samperio
Dr. Agustín Muhlia Velásquez

CIE UNAM (Coordinador de Energía Solar)
CIE UNAM
UAM-A (De estancia sabática en el CIE)
CIE UNAM
IG UNAM

Mayo del 2005

Segunda Parte:

Tecnologías para el Aprovechamiento de la Energía Solar

Se suele distinguir dos tipos principales de sistemas de aprovechamiento de la energía solar: los fotovoltaicos y los fototérmicos. Los primeros son aquellos basados en el efecto fotovoltaico, que permite la conversión directa de la energía de la radiación solar en energía eléctrica. Los segundos transforman la energía solar en calor, el cual puede luego ser utilizado en una gran variedad de procesos. Por el grado de desarrollo de ambas tecnologías es conveniente presentarlas en secciones diferentes. Así mismo, existe una gran variedad de tecnologías de sistemas fototérmicos que hemos clasificado en tecnologías para la generación termosolar de potencia eléctrica, cuyas temperaturas de operación son altas, tecnologías para el calentamiento solar a bajas temperaturas y tecnologías para calor de proceso industrial.

1 Sistemas Térmicos Para el Aprovechamiento de la Energía Solar

Hay varias maneras de clasificar a los sistemas solares térmicos: de acuerdo al tipo de colector solar empleado, de acuerdo a la temperatura de operación o de acuerdo a la aplicación final de la energía térmica obtenida. Es difícil hacer una correspondencia exacta entre estas diferentes formas de clasificación, así como resulta un poco artificial establecer fronteras muy bien definidas entre una categoría y otra. Para objeto del presente documento la discusión se organizará en términos de las aplicaciones finales.

Estableceremos tres categorías principales para las aplicaciones que se discutirán: generación termosolar de potencia, calor solar de procesos industriales y calentamiento de agua y acondicionamiento de espacios. En particular, la segunda categoría es muy amplia en las aplicaciones que incluye, ya que se suele englobar en ella una gran variedad de procesos de todo tipo de industrias. De las tres categorías, la de calentamiento solar de agua y acondicionamiento de espacios es la que ha alcanzado un grado mayor de madurez, con aplicación en una escala muy significativa en varios países del mundo. La generación termosolar de potencia también ha sido aplicada exitosamente en la historia reciente y está comenzando a cobrar mayor importancia en términos de instalaciones comerciales, a través de marcos regulatorios adecuados que han hecho posible alcanzar precios competitivos de la energía eléctrica generada. De las tres categorías la de calor solar para procesos industriales es la que está menos investigada. En algunos casos las tecnologías solares implicadas en la generación del calor de procesos son las mismas que para el calentamiento de agua, sin embargo, todavía es necesario trabajar en el desarrollo de colectores e investigación sobre la

integración de sistemas para poder generalizar este tipo de aplicaciones en el caso de temperaturas superiores a los 120°C. Debido a la amplitud del tema y a su estado de desarrollo, nuestro tratamiento del tema de calor solar de procesos industriales en el presente documento será muy escueto. Finalmente también existen los sistemas de cogeneración, donde se produce simultáneamente potencia eléctrica y calor para procesos.

Otra clasificación importante es de acuerdo al tipo de colector solar empleado, el cual influye en el rango de temperaturas que es posible alcanzar y por lo tanto tiene relación con el tipo de aplicaciones factibles. Como se puede observar en la Tabla 1, mientras mayor sea el factor de concentración solar de un colector, mayor es la temperatura alcanzable, pero a la vez más complicado el seguimiento del movimiento aparente del sol. Esto obviamente encarece al sistema, por lo que es importante ligar cada aplicación con el tipo de colector adecuado.

Tabla 1. Principales tipos de colectores solares y sus rangos típicos de temperatura.

Colector	Concentración	Temperaturas Características (°C)	Seguimiento
Plano	$C = 1$	$30 < T < 80$	Estacionario
Tubo Evacuado	$C < 1$	$50 < T < 190$	Estacionario
Colector Parabólico Compuesto (CPC)	$1 < C < 5$	$70 < T < 240$	Estacionario
	$5 < C < 15$	$70 < T < 290$	Un eje
Canal Parabólico	$15 < C < 40$	$70 < T < 290$	Un eje
Plato Parabólico	$100 < C < 1000$	$70 < T < 930$	Dos ejes
Torre Central	$100 < C < 1500$	$130 < T < 2700$	Dos ejes
Horno Solar	$1500 < C < 5000$	$600 < T < 3000$	Dos ejes

De los tipos de aplicaciones mencionados más arriba, típicamente la generación termosolar de potencia es la que requiere los rangos de temperatura y concentración más elevados, llevándose a cabo con sistemas de canal parabólico, plato parabólico y torre central; mientras que el calentamiento solar de agua y acondicionamiento de espacios requiere colectores de baja concentración como los planos, tubos evacuados y CPC de baja concentración. Las aplicaciones de calor solar de procesos industriales [Schweiger y col. 2001] típicamente están en el rango medio, con excepción de la química solar de alta temperatura, que algunos autores [Norton 2001] consideran dentro de esta categoría y que requiere hornos solares de muy alta concentración. También se clasifica a veces en esta última categoría la fotocatalisis solar, la cual requiere preferentemente sistemas de baja concentración.

2 Tecnologías de Concentración Solar para la Generación de Potencia Eléctrica

2.1 Conceptos básicos

Las plantas solares térmicas o termosolares de potencia consisten esencialmente de dos partes: una que colecta la energía solar y la convierte en calor, y otra que convierte el calor en electricidad [Mills, 2001; DOE, 2004]. Adicionalmente pueden contar con dispositivos de almacenamiento térmico [DLR, 2004; véase Fig. 1] y/o respaldo basado en combustible convencional.

La generación termosolar de potencia eléctrica requiere el uso de concentradores solares. Estos concentradores son sistemas de espejos que reflejan la radiación solar captada en un área dada hacia un receptor de área menor, concentrado de esta manera la energía recibida. En el receptor, la energía solar es absorbida y transferida en forma de calor hacia un fluido de trabajo (aceites térmicos, agua, aire, sales fundidas), el cual a su vez lo transfiere en un intercambiador de calor para producir vapor de agua. El aumento en la densidad de la energía obtenido con los sistemas de concentración solar permite alcanzar temperaturas suficientemente altas para producir vapor con las características adecuadas para ser usado en turbinas de vapor convencionales. Por lo tanto, esta tecnología, conocida genéricamente como "CSP" [Concentrating Solar Power; ISES, 2004; p. 28], se diferencia de la generación convencional, principalmente en la fuente de calor.

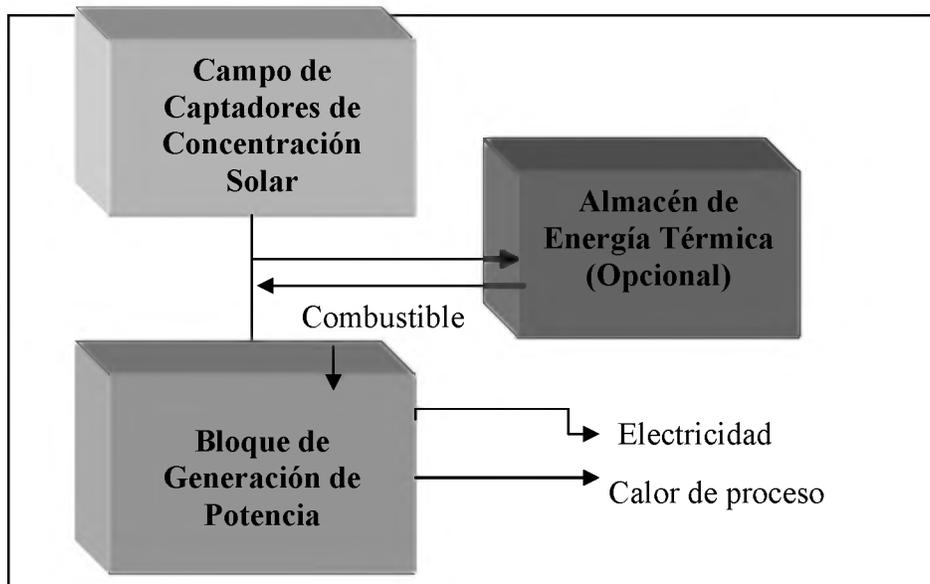


Figura 1. Principio de funcionamiento de un sistema de generación termoeléctrica de concentración solar o de generación combinada de calor y electricidad. (www.solarpaces.org).

El calor solar colectado durante el día puede ser almacenado de diversas maneras para su utilización durante la noche o en horas de baja irradiación solar [DLR, 2004]. Esto se

hace principalmente en materiales como concreto, sal fundida, cerámica o sustancias en cambio de fase.

Todas las tecnologías CSP se conforman de cuatro elementos básicos (ver Fig. 1): el concentrador, receptor, sistema de transporte-almacenamiento y sistema generador de potencia (bloque de potencia). El concentrador capta y concentra la radiación solar directa, la cual es entonces entregada al receptor. El receptor absorbe la radiación solar concentrada y transfiere la energía térmica (calor) al sistema de conversión de potencia.

En algunas plantas CSP una porción de la energía térmica es almacenada para ser utilizada más tarde [Mills, 2001]. Dependiendo de su geometría existen 4 tipos principales de concentradores [DLR, 2004]: canal parabólico, concentrador lineal de Fresnel, plato parabólico y torre central (ver Fig. 2). Los primeros dos se clasifican como sistemas de foco lineal, donde la radiación solar es concentrada sobre un receptor alargado, frecuentemente tubular, en cuyo interior el fluido de trabajo circula y se va calentando progresivamente en su recorrido. Por otro lado, los dos últimos sistemas son de foco puntual, donde el receptor es mucho más pequeño y el fluido es calentado de una manera mucho más rápida a su paso por él.

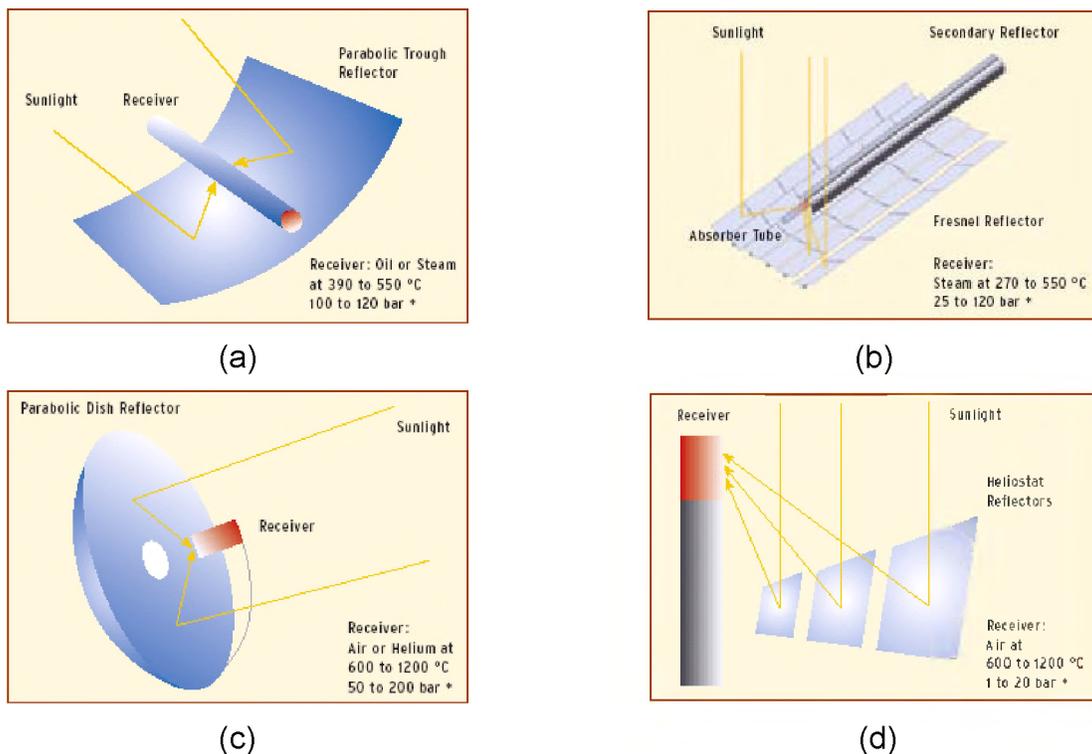


Figura 2. Concentradores solares para generación de potencia: (a) concentrador de canal parabólico, (b) concentrador lineal de Fresnel, (c) concentrador de plato parabólico y (d) torre central.

Los concentradores de foco lineal generalmente siguen el movimiento aparente del sol en el cielo moviéndose con motores que giran alrededor de un solo eje [Mills, 2004], el cual es paralelo al eje del foco. Por otro lado, los de foco puntual requieren un sistema de motores capaz de girar en dos ejes. Esto implica por un lado, que son capaces de alcanzar mayores temperaturas y trabajar por tanto con mayor eficiencia; pero por el otro, que son más complejos.

2.2 Descripción de la tecnología

2.2.1 Canal parabólico

Estos sistemas utilizan espejos en forma de canal parabólicos que enfocan la luz solar sobre receptores tubulares de alta eficiencia, por los cuales circula un fluido térmico (Fig. 3). Este fluido, típicamente aceite, es calentado a temperaturas de hasta 400°C y se bombea a través de una serie de intercambiadores de calor para producir vapor sobrecalentado, el cual acciona una turbina de vapor y un generador eléctrico convencional para producir electricidad mediante un ciclo Rankine. Extensos campos de colectores de canal parabólico producen la energía térmica necesaria para producir vapor para una turbina de vapor en un generador de ciclo Rankine. [Geyer, 2000], (ver Fig. 3).

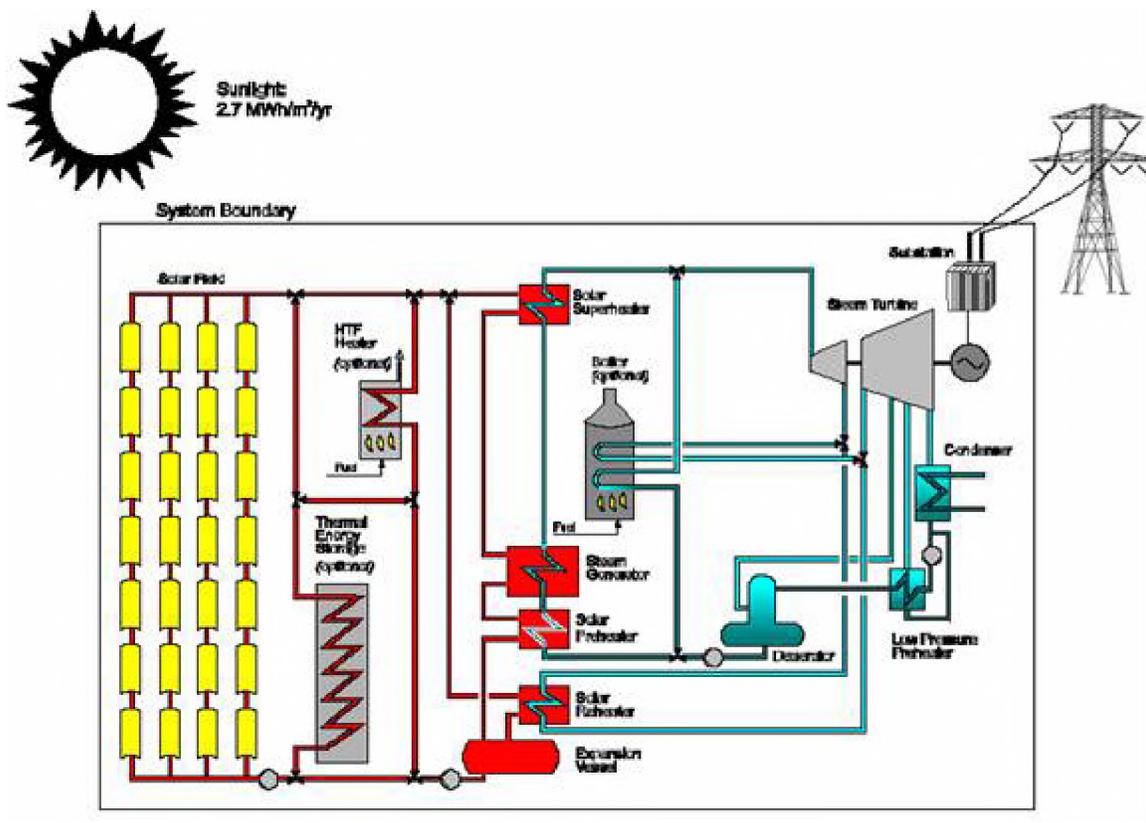


Figura 3. Esquema de una planta de canal parabólico, (DOE & EPRI, 1997).

A principios del siglo pasado (1912), la primera planta de canal parabólico fue construida en Meadi, Egipto, para bombeo de agua [ver Mills, 2004; Kalogirou, 2004]. Con 9 plantas instaladas en California, EUA, esta tecnología es la más madura de las tecnologías CSP (más de 100 años de experiencia en operación) Esas plantas fueron desarrolladas por Luz Internacional Limited y denominadas “Solar Electric Generating Systems” (SEGS), con una capacidad de generación eléctrica de 14 a 80 MW cada una, y una capacidad total instalada de 354 MW. Dichas centrales han funcionado de forma híbrida, utilizando 25% de gas natural, como sistema de respaldo, (ver Fig. 4).

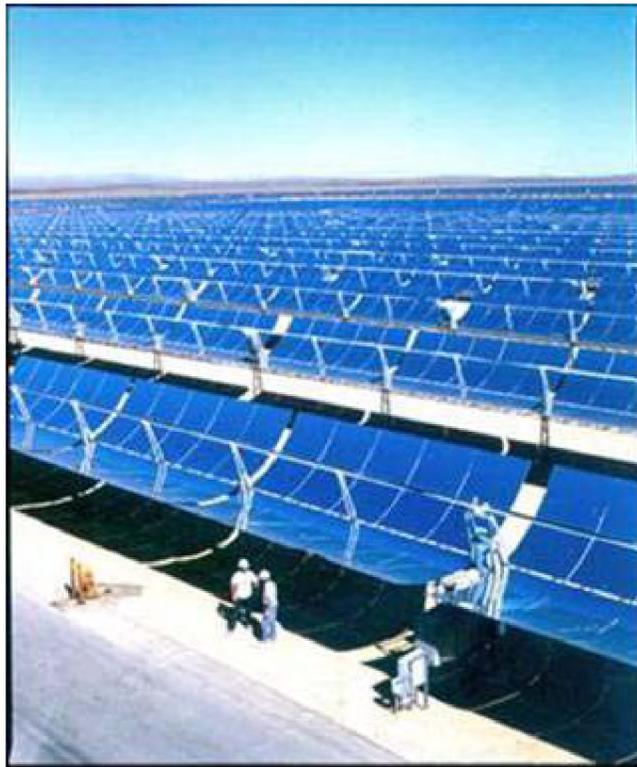


Figura 4. Planta de SEGS.

En España, en la Plataforma Solar de Almería, bajo los proyectos DISS y EuroTrough (ver Fig. 5) se han instalado prototipos de esta tecnología para mejorar los desarrollos tecnológicos (mejoras en el captador solar y mejoras en la eficiencia a través de la generación directa de vapor).

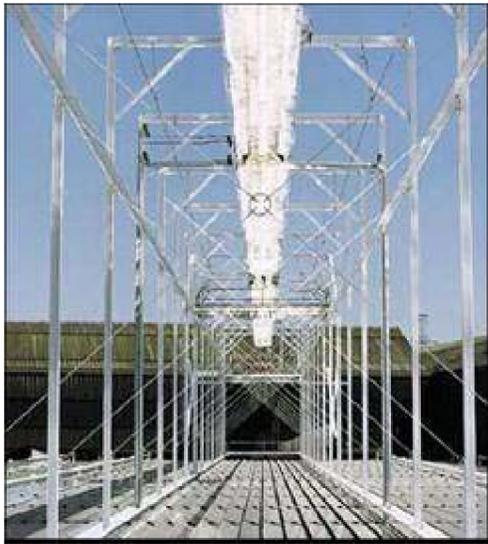


Figura 5. Colector de canal parabólico EuroTrough (www.eurotrough.com)

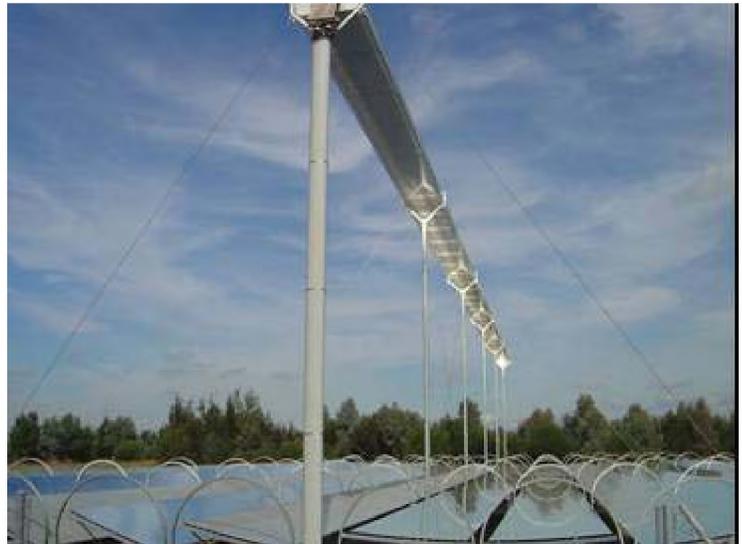
2.2.2. Concentrador lineal tipo Fresnel

Esta es una tecnología de un solo eje de seguimiento, pero difiere del de canal parabólico, porque el absorbedor está fijo en el espacio en la zona focal. El reflector está compuesto de muchos segmentos largos y delgados de espejo, los cuales giran sobre ejes paralelos simultáneamente para enfocar la radiación solar en el receptor [Mills y Morrison, 2000; DOE & EPRI, 1997] (ver Fig. 6).

Hay dos prototipos de este tipo de tecnología a nivel mundial [Mills, 2004]: el Concentrador Lineal Compacto de Fresnel (compact linear Fresnel reflector, CLFR) y el concentrador lineal de Fresnel de Solarmundo. En el CLFR, se supone que habrá muchos receptores lineales paralelos que están muy cercanos entre sí, para que las filas individuales de espejos tengan la opción de dirigir la radiación solar reflejada a dos receptores lineales en torres separadas [Mills and Morrison, 2002.] (Véase Fig. 6b). Este grado de libertad adicional en la orientación del espejo puede permitir eliminar casi por completo el sombreado y bloqueo entre espejos adyacentes. El diseño de Solarmundo, como el CLFR utiliza una cavidad receptora, sin embargo, tiene un reflector secundario dentro de la cavidad y un solo absorbedor tubular. El absorbedor está cubierto por un tubo evacuado y el diseño intenta usar nuevos recubrimientos absorbedores estables. Este sistema puede alcanzar hasta 500°C de temperatura en el tubo absorbedor [Bals, C., Gerhard, K., 2003] (véase fig. 6a).



(a)



(b)

Figura 6. (a) Concentrador solar tipo Fresnel de Solarmundo (<http://www.solarmundo-power.com>) y (b) concentrador lineal compacto tipo Fresnel.

2.2.3. Disco Paraboloïdal

Los sistemas de disco paraboloïdal consisten en un concentrador en forma de plato parabólico con un receptor en la zona focal. Estos concentradores se montan en una estructura con un sistema de seguimiento en 2 ejes. El calor colectado es utilizado directamente por un motor térmico montado en el receptor que se mueve con la estructura del plato. Los motores de ciclo Stirling y de ciclo Brayton se utilizan actualmente para la conversión de energía térmica a mecánica-eléctrica. En los proyectos de sistemas modulares se han alcanzado capacidades totales de hasta 5 MWe. Los módulos tienen tamaños máximos de 50 kWe [SolarPaces, "CSP-How it Works", 2004]. Este tipo tecnología es actualmente la más eficiente de todas las tecnologías solares, con cerca de 25% de eficiencia neta de conversión de la energía solar a eléctrica.

En EUA, bajo el proyecto Advanced Dish Development System (ADDS), existen 2 modelos de plato Stirling (véase Fig. 7) con 4000 horas de operación al sol, y el sistema ha alcanzado 89.7% de disponibilidad, cuenta con 11 KWe y una eficiencia solar eléctrica del 25%. Existen otros proyectos de más de 30 kW [Mills, 2004] SAIC/STM en operación, con 3 sistemas (2 híbridos y 1 solar)[Solar Paces, 2004b] y alcanzan una eficiencia solar-eléctrica de 18% y en pico 23% [Mills, 2004] (véase figs. 7a y b).

También, en el proyecto Boeing/Stirling Energy Systems Dish Engine Critical existen 2 sistemas que utilizan motores de ciclo Stirling (Boeing SES dish), los cuales han reportado 10,000 horas de operación, y una eficiencia solar-eléctrica de 24%, siendo de 29.4% en pico, así mismo con una disponibilidad del 96% y una capacidad de 24.9 kW, [Mills, 2004] , véase Fig. 7c.



(a)



(b)



(c)

Figura 7. Sistemas plato/Stirling en Estados Unidos: (a) 11 kW ADDS, (b) 30 kW SAIC-STM y (c) 25 kW Boeing/SES.

En el caso de Europa existen también varios prototipos de plato Stirling, Distal I (financiado por el DLR - y SBP –Schlaich, Bergermann und Partner-) con tres sistemas de 9 kW instalados en la Plataforma Solar de Almería (PSA) en España y 20,000 horas en operación. Alcanza un 90% de disponibilidad y una eficiencia de conversión solar-eléctrica del 20% (Fig. 8(a)). Un segundo prototipo es Distal II (Fig. 8(b)). Ambos usan reflectores ligeros de membrana tensionada al vacío, tienen 8.5 m de diámetro y 10 kW de capacidad eléctrica. La diferencia entre ambos es que el primero tiene una montura de tipo ecuatorial, que luego fue cambiada a una azimutal en el segundo [PSA, 2005], ver Fig. 8a y 8b.

Bajo el proyecto EuroDish (Alemania-España), se está desarrollado un prototipo con motor de ciclo Stirling (Solo V161), cuyo objetivo es simplificar y reducir los costos en el concentrador, total integración del sistema de control y la optimización de procedimientos y del diseño del sistema [Keck and Schiel, 2004], ver Fig. 8c.



(a)



(b)



(c)

Figura 8. Sistemas plato/Stirling en Europa: (a) 9 kW DISTAL I, (b) 10 kW DISTAL II y (c) EuroDish 10 kW

En Australia, la Universidad Nacional de Australia (ANU) ha desarrollado el sistema de plato/Stirling *SG3 ANU Dish*. En su desarrollo se ha enfatizado en que la estructura sea ligera pero muy rígida [ANU, 2005].

2.2.4 Torre Central

Los sistemas de Torre Central utilizan un gran campo de espejos planos con seguimiento en dos ejes, llamados helióstatos, que siguen al sol para enfocar la radiación solar en un receptor central (intercambiador de calor) montado en lo alto de una torre (véase Fig. 9) y producen temperaturas aproximadas de 500 a 1500°C [14]. Estas plantas son ideales para escalarse en el rango de 30 a 400 MW de capacidad. Las eficiencias solar-eléctrica alcanzadas por estas centrales están en el rango de 8 a 13% [Ahmed, 1994].

En Estados Unidos se llevaron a cabo dos proyectos demostrativos muy importantes de plantas de torre central, denominados *Solar One* y *Solar Two* (Mills, 2001). Ambos proyectos fueron en realidad sobre la misma planta y se localizaron en Barstow, California. *Solar One* ha sido la mayor planta solar de torre central a la fecha, produciendo un máximo de 10.5 MWe en el período 1985-1986. Operaba a 510°C, utilizando aceite térmico como fluido de trabajo y tenía almacenamiento del aceite en tanques de rocas a 302°C, lo que permitía la operación sin sol durante cuatro horas seguidas. La eficiencia solar-eléctrica neta alcanzada fue de 5.8% en promedio y 8.7% en pico [Mills, 2004]. Esta central fue convertida en *Solar Two* a mediados de los 90, para lo cual se cambió el aceite por sal fundida, como medio de transferencia térmica. La sal fundida es también un excelente medio de almacenamiento de calor, con lo cual esta planta mostró la factibilidad de operar 6 horas seguidas sin sol, conectada a la red eléctrica y proporcionando electricidad durante el pico de demanda.



(a)



(b)

Figura 9. Dos vistas de la planta solar de torre central *Solar Two*. (a) Vista general mostrando la torre, el bloque de potencia, el tanque de almacenamiento y el campo de helióstatos y (b) vista de la torre desde el campo de helióstatos.

En España (PSA) se encuentran en operación 2 sistemas de receptor central con propósitos de investigación en la Plataforma Solar de Almería: CESA I y SSPR-CRS. También están proyectadas dos plantas comerciales: *Solar Tres* y PS10. La primera de ellas usará un sistema de sal fundida con hasta 16 horas de almacenamiento, además

de utilizar gas natural hasta en un 15% como sistema de respaldo, lo que permitirá un factor de planta de hasta 70%. La planta PS10 tendrá una capacidad 10 MW, donde se prevé que la eficiencia neta sea de 10.5%. Se estima que futuros escalamientos de plantas de hasta 30 MW podrían alcanzar eficiencias de hasta un 20% [Mills, 2004].

El proyecto Themis de 2 MW, llevado a cabo en Francia, también utilizó sal fundida para almacenamiento térmico, lo que ha demostrado (en ambos prototipos) la producción de electricidad sin sol.

En la Tabla 2 se sintetizan las eficiencias y factores de capacidad de las tres tecnologías CSP que han sido demostradas en producción de potencia [Carpenter, et al., 1999].

Tabla 2. Eficiencia pico y Factor de Capacidad Anual para las tres Tecnologías CSP, 2000.

Tecnología	Eficiencia pico %	Factor de capacidad anual (sin y con almacenamiento térmico) %	Eficiencia anual neta %
Canal Parabólico	21	24	13
Torre Central	23	25-60	13
Plato/Stirling	29	12	15

2.2.5 Desarrollo en México

En 1981 el Instituto de Ingeniería de la UNAM puso en marcha en, una planta de canal parabólico de 10 KWe con propósitos de investigación (Fig. 10). Dicha planta operaba originalmente con aceite térmico. El trabajo de investigación llevado a cabo en ella hasta 1993 se reporta en [Almanza Salgado y Muñoz Gutierrez, 1994]. Más recientemente se ha llevado a cabo investigación sobre producción directa de vapor usando el campo de colectores de la planta, tarea que continúa hasta la fecha.

2.3 Hibridación y Almacenamiento térmico

Debido a su naturaleza térmica, cada una de las tecnologías CSP puede ser desarrollada en forma híbrida (hibridación) u operada en combinación con combustibles fósiles¹. Los diseños de los sistemas integrados solar y de ciclo combinado (ISCCS-Integrated Solar Combined-Cycle System) ofrecen un número de ventajas potenciales para ambas tecnologías. La tecnología de canal parabólico alcanza un costo de generación (LEC) de 0.12 USD/kWh². Para los sistemas de Torre Central de Potencia, la hibridación es posible con un ciclo combinado de gas natural o con centrales de carbón y de ciclo Rankine con combustóleo.

¹ Debido a que este tipo de tecnologías está sujeta a la insolación solar directa y a las horas con sol durante el día

² Operando en forma híbrida (25% del consumo con Gas Natural)



Figura 10. Planta experimental de canal parabólico del Instituto de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México.

El almacenamiento térmico mejora la despachabilidad y mercadeo de las plantas termosolares, permitiéndoles entregar electricidad en las horas de mayor demanda, independientemente del ciclo solar. Las técnicas más avanzadas en el almacenamiento térmico se han aplicado a la tecnología de Torre Central de Potencia.

Actualmente no existe opción de almacenamiento térmico para las plantas de canal parabólico, sin embargo se está evaluando un dispositivo de sal fundida, similar a la utilizada en Solar Two³, con menores temperaturas. El sistema máquina de plato no ofrece capacidad de almacenamiento térmico. Otras opciones, tales como las baterías de almacenamiento son posibles, pero muy costosas.

2.4 Costos, Mercados, Impacto Ambiental

Los costos de inversión y de generación de electricidad dependen de múltiples factores: relacionados con la tecnología, las condiciones locales y de logística y circunstancias de mercado.

Costos de inversión

Unicamente para la tecnología de canal parabólico han sido probados los costos de inversión a través de la comercialización. Los costos para los sistemas de Torre Central de Potencia y Plato/Stirling aún están basados en plantas piloto o de demostración que necesitan confirmación. En la Tabla 3 se muestra una revisión de los costos emergentes de las tecnologías CSP a niveles de radiación altos ($>1,700$ kWh/m²año), [Carpenter, et al., 1999].

Diferencias en los costos de inversión y generación para los sistemas CSP pueden ser explicados por la diferencia en la madurez de la tecnología y las diferentes propuestas tecnológicas para cada uso. La hibridación y el almacenamiento térmico incrementan la

³ Proyecto demostrativo de tecnología Torre Central localizado en Estados Unidos con 10 MW de capacidad

despachabilidad y el mercadeo, pero resulta en altos costos de inversión. Esto debido a que el costo de la energía almacenada para una planta de 200 MW en el caso de canal parabólico (con aceite sintético) es de 200, para Torre Central (sal fundida) de 30 y Canal parabólico (con baterías de almacenamiento) va de 500 a 800 USD₁₉₉₇/kW_{heat}.

Tabla 3. Costos de inversión y generación eléctrica para las tres diferentes tecnologías CSP.

Tecnología	Costo de Inversión (EU/kWe)	Costo de generación (EU/kWh)
Canal parabólico (SEGS)	2800-3200	0.12-0.15
Torre Central (Solar Dos)	4000-4500	0.15-0.20
Plato/Stirling	1000-12000	0.20-0.25

Costos de Generación

Los costos de inversión son uno de los factores más importantes que determinan el costo de una CSP. Típicamente, la depreciación representa del 25 al 40% del costo de generación y los costos de operación y mantenimiento entre un 10 y 15%. La vida útil económica de una planta CSP es de 20 a 30 años. El resto de los costos de generación dependen principalmente del nivel de la irradiación solar.

Los costos más competitivos se alcanzan en áreas donde los niveles de radiación son particularmente altos, por ejemplo, mayores a 1,700 kWh por metro cuadrado al año.

Los costos de generación de esta tecnología a la fecha están entre 10 y 15 US cents/kWh, [Carpenter, et al., 1999].

Industria

Actualmente la industria de las tecnologías CSP incluyen a cerca de 25 compañías de diseño, venta, dueño/operador de sistemas de energía o plantas basadas en la tecnología CSP. En la Tabla 4 se muestra el número de participantes en la industria internacional.

Tabla 4. Participantes en la industria de CSP en Estados Unidos y Europa.

Participants	USA	Europe
Energy utilities	3	4
Independent power producer	4	2
Project developers	4	4
Development and equipment Manufacturers	15	5
Consultants	4	2

Un ejemplo de una industria CSP es la *Industrial Solar Corporation* (IST), una compañía de servicios completos de energía solar, la cual diseña, fabrica, instala y opera grandes

sistemas de colectores de canal parabólico para calefacción de agua comercial e industrial, generación de vapor y sistemas de absorción.

La empresa Flabeg Solar International (FlabegSolar) está dentro de los estudios de factibilidad termosolar y desarrollo en Europa, África y Medio Oeste. La industria CSP de EU está dominada por desarrolladores y fabricantes de equipamiento quienes tienen fuertes programas de I&D. La industria europea CSP, especialmente de interés público en España, Alemania e Italia, también tienen gran interés en I&D, particularmente en el desarrollo de receptores volumétricos con aire, helióstatos y tecnología de motores Stirling.

La Asociación Europea de la Industria Termosolar (European Solar Thermal Industry Association-ESTIA) está buscando alcanzar una estrecha colaboración entre la industria, gobierno y organizaciones internacionales. En los Estados Unidos, la Asociación de la Industria de Energía Solar y el Departamento de Energía (DOE) han ayudado a crear Parques o Zonas Industriales Solares en estados con buena insolación solar (*sunbelt*), [GEF Council, 2005].

Estas zonas de desarrollo económico apuntan a ayudar proyectos solares a gran escala y a asistir a compañías privadas a desarrollar 1,000 MW de electricidad de proyectos CSP a lo largo de un periodo de siete años.

Mercado

La tecnología SEGS fue capaz de entrar al mercado en una era de incremento y altos precios de la energía. Sin embargo, como los precios de la energía cayeron en los años 1980's, las tecnologías renovables, tales como la CSP, no pudieron competir sin subsidios. Entre 1984 y 1991, Luz Internacional Ltd. construyó nueve plantas comerciales SEGS de ciclo Rankine en el desierto de Mojave en California. Dichas plantas están en el rango de capacidad de 14 a 80 MW de electricidad y un total de 354 MW de capacidad instalada. Tamaño, funcionamiento y eficiencia han incrementado con cada sucesiva planta y los costos fueron reduciéndose en más de la mitad.

Plantas piloto de demostración con una capacidad total de cerca de 30 MW han sido también construidas. A pesar del éxito de las nueve SEGS, nuevas plantas no han sido construidas desde 1991. A finales del siglo XX, la capacidad de la tecnología CSP fue de cerca de 370 MW de electricidad, con una producción de energía eléctrica de aproximadamente 1 TWh por año, [Carpenter, et al., 1999].

Impacto ambiental

Las tecnologías CSP comparativamente causan pequeños impactos adversos al medioambiente. Los rubros se relacionan con el uso de fluidos de transferencia de calor (HTF), agua y uso de suelo.

Los fluidos de transferencia de calor (HTF) utilizados en los canales parabólicos son hidrocarburos aromáticos como el óxido de biphenyl-diphenyl (clasificado como *non-hazardous* por los estándares de EU), y producen algún nivel de emisiones de vapor del HTF durante la operación normal. En el caso de las plantas de Torre Central de

Potencia no se emiten ningún gas o líquido durante su operación. La sal utilizada como HTF no es tóxica y puede ser reciclada si es necesario.

La disponibilidad de agua puede ser un factor significativo en las regiones áridas donde pueden instalarse mejor las plantas CSP, debido a que se requieren de 15,000 a 20,000 m³/MW por año.

Uso de suelo

Las plantas centralizadas CSP requieren una cantidad significativa de tierra que típicamente no puede ser usada concurrentemente para otros propósitos.

2.5 Prospectiva para las tecnologías CSP

Oportunidades de Reducción de Costos

Las primeras plantas de canal parabólico producían energía a 0.25 USD/kWh, y debido a mejoras en I&D en el funcionamiento de la planta y descenso de los costos de operación y mantenimiento, y como se alcanzaron economías de escala para centrales grandes, los costos de energía de las plantas más recientes se redujeron a 0.12 USD/kWh.

La agenda de la industria de la tecnología de canal parabólico presenta una estrategia detallada que combina avances tecnológicos en receptores, reflectores y estructuras, así como almacenamiento térmico y optimización de la planta para reducir los costos a menores que 0.05 USD/kWh en 10 o 15 años.

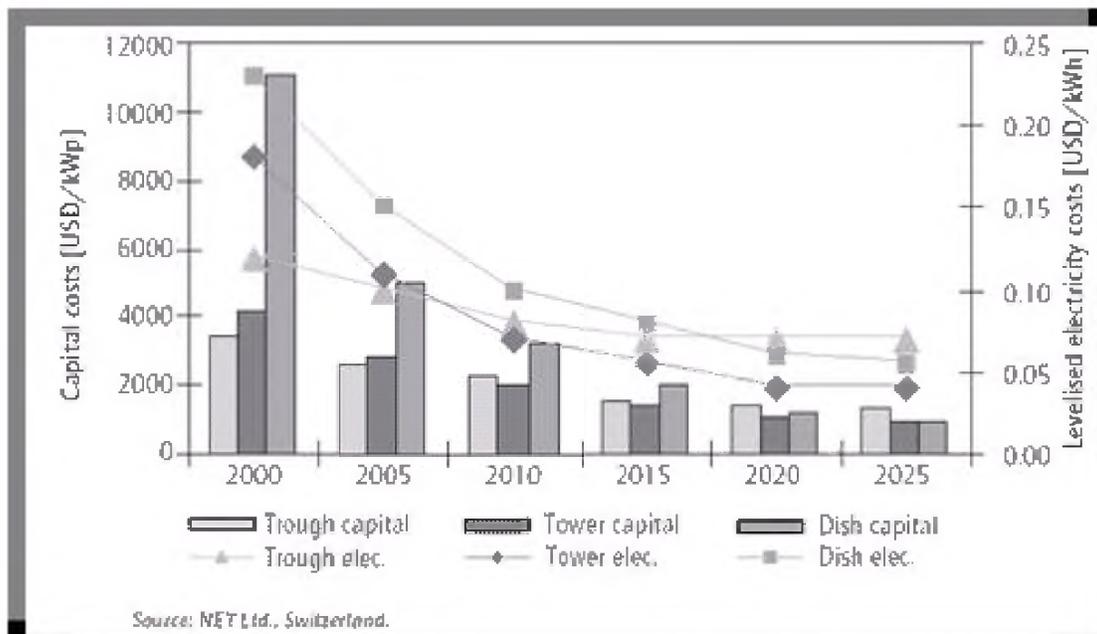


Figura 11. Valores actuales y pronósticos de los costos de capital y electricidad de las tecnologías CSP.

En la Fig. 11 se muestran la proyección de los costos de capital y de generación para las tecnologías CSP, la relación entre ambos factores depende de muchos elementos, en particular de las horas de operación del sistema, de la deuda y del tiempo de depreciación [IEA, 2003].

La reducción de costos puede darse de cuatro áreas, que se presentan en la tabla 5, [Carpenter, et al., 1999]. Cada tecnología CSP ofrece oportunidades específicas de reducción de costos:

Canal parabólico

- El potencial para una adicional reducción de costos existe, particularmente en el transporte de calor, tales como la generación solar directa en los colectores de canal parabólico (proyecto DISS). Podrían alcanzar de 20 a 30% de reducción en el costo de la electricidad generada.
- Un diseño alternativo como el Sistema integrado solar y ciclo combinado (ISCCS) tiene el potencial de reducir el costo de 20 a 25%.
- El almacenamiento térmico también representa una oportunidad para mejoras, el calor es colectado por aceite sintético (bombeado a través del campo colector) y entonces es transferido a la sal vía un intercambiador de calor aceite-sal. Otro ahorro está en el uso de sal fundida avanzada, como fluido de transferencia de calor (HTF).

Tabla 5. Áreas posibles de reducción de costos de las tecnologías CSP.

Area	Descripción
I&D	Los esfuerzos están enfocados principalmente en los reflectores y receptores, la capacidad en almacenamiento térmico, fluidos de transferencia de calor, hibridación y el ciclo de potencia.
Incremento en el tamaño de los componentes	El incremento en la apertura del colector en las plantas SEGS contribuyó a la reducción de costos alcanzados por dichas plantas. En los sistemas de Torre Central de Potencia, el tamaño de los heliostatos podría también ser incrementado para alcanzar reducciones de costos similares.
Volumen de fabricación	La producción masiva ofrece un gran potencial para la reducción de costos. SunLab estima que podría brindar una reducción del 15 al 30%.
Tamaño de la planta	Estudios han mostrado que doblando el tamaño de los parques solares actuales, se reduce el costo de capital de 12 a 14%. Los costos de operación y mantenimiento para plantas grandes podrían ser menores.

Torre Central de Potencia

- Los precios de los helióstatos podrían bajar significativamente a través de economías de escala con respecto al volumen de fabricación.
- Mejoras podrían alcanzarse debido a los desarrollos en eficiencia del receptor y técnicas de manufactura de helióstatos, los cuales incrementarían la confiabilidad de los sistemas de torre de potencia.
- El almacenaje térmico podría incrementar la capacidad anual de la planta de 20 a 22% para Solar Dos y cerca de 60% para Solar Tres.

Sistemas de Plato Parabólico

- El mayor potencial de reducción de costos se encuentra en los procesos de manufactura y en la eficiente producción de partes modulares.
- En el mediano y largo plazos, los costos de instalación se espera que disminuyan dramáticamente con el incremento de la producción en serie de unidades de disco.

Oportunidades de Mercado

Debido a que las plantas CPS pueden sólo enfocar la radiación solar directa que sólo se encuentra en lugares muy soleados, específicamente en regiones áridas y semiáridas, la tecnología CSP es la más probable que se desarrolle en regiones con niveles de insolación que excedan los 1,700 kWh/m² por año, por ejemplo, el sur de Europa, Norte y sur de África, medio oriente, oeste de la India, oeste de Australia, noreste de Brasil, norte de México y suroeste de Estados Unidos.

Los costos de entrada para la tecnología CSP son muy difíciles de cuantificar usando una simple fórmula, debido a que dependen de los precios de las fuentes de energía alternativas en los lugares específicos y en la disponibilidad de incentivos.

Las tecnologías de canal parabólico y de torre central de potencia podrían ser competitivos en los siguientes casos:

- a) De 0.06- 0.08 USD/kWh en potencia pico
- b) A 0.30 USD/kWh en países en desarrollo, para industrias específicas y aplicaciones de mini-red.
- c) en lugares con costos muy altos en demanda eléctrica pico.

La Tabla 6 lista los proyectos actuales de plantas de concentración solar de potencia que se están desarrollando actualmente en el mundo, [GEF Council, 2005].

Con una tasa de crecimiento del 20%, la capacidad instalada de canal parabólico podría ser de 1,600 MW hacia 2010 y poco más de 10 GW al 2020. Basado en esas estimaciones, la tecnología de canal parabólico podría estar a la cabeza de las tecnologías CSP en el 2020. La capacidad instalada de la tecnología de receptor central estaría en 135 MW hacia el 2005. Con una tasa de crecimiento de 25% del 2005 al 2020, la capacidad instalada podría ser de 4 GW al 2020, [GEF Council, 2005].

Tabla 6. Proyectos actuales de Plantas CSP.

Lugar	Ciclo	Tecnología CSP	Capacidad Solar [MW eléctricos]
Australia		CLFR	13
Egipto	Combinado	Ciclo a elección del inversionista	35
Grecia	Vapor	Canal parabólico	52
India	Ciclo combinado	Canal parabólico	35
Iran	Ciclo combinado	Canal parabólico	67
Israel	Ciclo combinado	Canal parabólico	100-500
Jordan	Ciclo combinado	Canal parabólico	100-150
México	Ciclo combinado	Ciclo a elección del inversionista	40
Marruecos	Ciclo combinado	Ciclo a elección del inversionista	30-50
España	Vapor	Canal (AndaSol 1)	50
España	Vapor	Canal (AndaSol 2)	50
España	Vapor	Canal (EuroSEGS)	10
España	Vapor	Torre Central (PS10)	10
España	Vapor	Torre Central (S III)	15
USA	Varios tipos	Varios tipos	1,000

La actual capacidad instalada de la tecnología de plato parabólico es del orden de 1 MW, sin embargo, hay muchos proyectos planeados, los cuales resultan en una capacidad instalada de más de 40 MW en el 2005 y que pueden tener una tasa de crecimiento del 40% por año, del 2005 al 2020. Dicho crecimiento se explica por el hecho de que el potencial sin aprovechar en países en desarrollo se podría explotar con los sistemas de plato parabólico, que es la tecnología CSP más conveniente para pequeñas y remotas aplicaciones de valor alto fuera de la red eléctrica, ver Tabla 7.

Tabla 7. Capacidad acumulada actual, planeada y proyectada para todas las tecnologías CSP (MWe), [GEF Council, 2005].

Tecnología	2002	2005	2010	2020
Canal parabólico	354	650	1.600	10,050
Torre central	25	135	410	3,850
Plato parabólico	1	40	215	6,250

Factores tecnológicos

La tasa de progreso tecnológico para la tecnología de canal parabólico se espera que sea alrededor del 85% en el futuro cercano (significa que por cada vez que se doble el volumen de fabricación hay una reducción de costo del 15%).

La tecnología de torre central de potencia tiene una potencial mayor de reducción de costo (particularmente con respecto al almacenamiento de energía) y altas eficiencias solar-térmica. Los costos están proyectados decrecer de acuerdo a una tasa de aprendizaje de cerca del 20%.

Los costos de los sistemas de Plato Parabólico se predice que disminuirán conforme a una tasa de aprendizaje en el rango de 10 a 25%.

La figura 12 muestra una revisión de los costos posibles para la tecnología CSP en el mediano y largo plazo, basada en una tasa de progreso del 85% para las tres diferentes tecnologías CSP y una tasa global de crecimiento de aproximadamente 25%, como proyecta (predice) el US DOE. Tales costos podrían ser alcanzados entre 2010 y 2020, [GEF Council, 2005].

2.6 Aspectos a considerar para un progreso adicional

Aspectos técnicos

La innovación e investigación podría enfocarse en simplificación de componentes y reducción de los materiales utilizados.

Tamaño: El tamaño de la planta incrementaría el volumen de fabricación y reduciría los costos unitarios para ambos bloques, el de potencia y el del campo solar.

Mejoras en el diseño de la planta: Actuales investigaciones y proyectos piloto están combinando la tecnología CSP con nuevos diseños de turbinas de gas y plantas de ciclo combinado (ISCCS). Los costos de capital y operación y mantenimiento (O&M) incrementales de las centrales ISCCS son compensados con sus altas eficiencias, reducción de pérdidas en el arranque y el uso dual de elementos críticos del sistema, por ejemplo, la caldera.

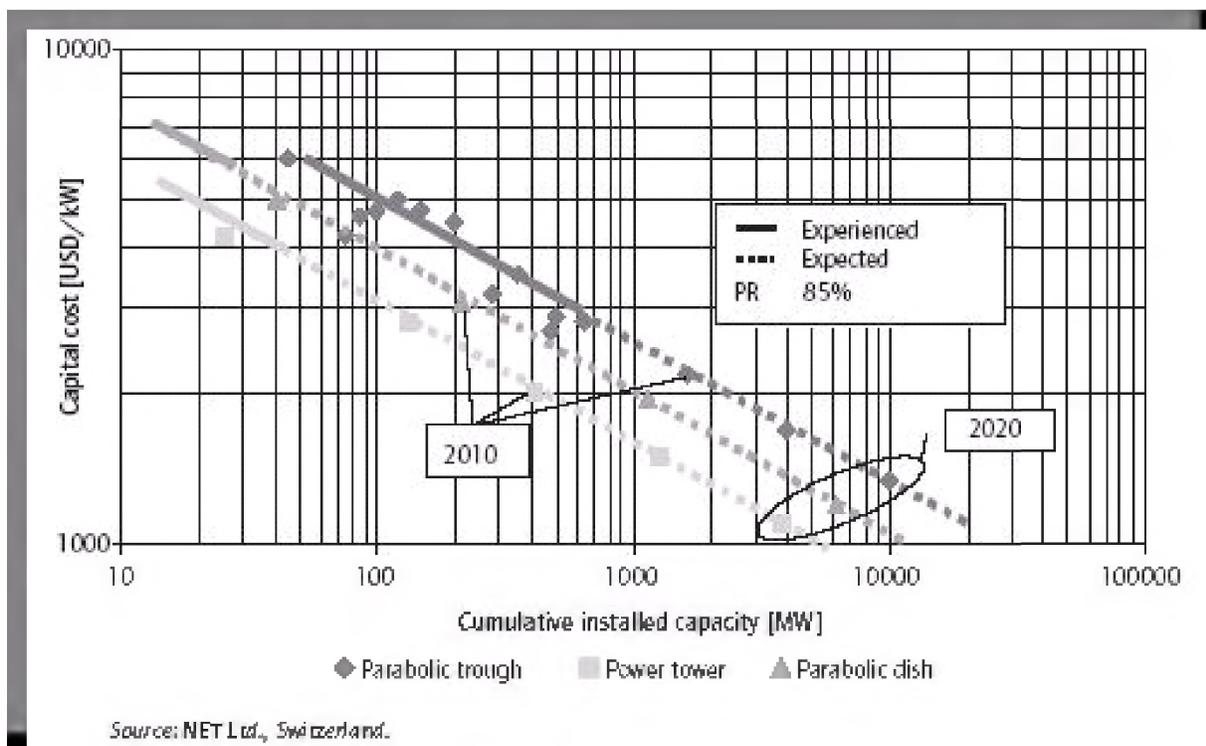


Figura 12. Disminución en el tiempo de los costos de capital de las tecnologías CSP, [Carpenter, 1999].

Tabla 8. Pronostico de costos de las tecnologías CSP al 2020, [GEF Council, 2005].

Concepto	Tecnología de canal parabólico			Tecnología de Torre de Potencia			Tecnología Disco Parabólico		
	2005	2010	2020	2005	2010	2020	2005	2010	2020
Costos nivelados de electricidad [USD/kWh]	0.10	0.08	0.07	0.11	0.07	0.04	0.15	0.10	0.06
Costo de Capital [USD/W]	2.6	2.2	1.4	2.8	2.1	1.1	5.0	3.2	1.2
Costos O&M [USD cents/kWh]	1.0	0.5	0.4	1.2	0.4	0.3	4.0	1.5	0.9
Surface costs [USD/m²]	630	315	275	475	265	200	3,000	1,500	320

Reducciones futuras en los costos serán posible con la Generación Directa de Vapor (DSG), que eliminará la necesidad de fluido de transferencia térmica (HTF) y reduce las pérdida de eficiencia que implica utilizar un intercambiador de calor para generar vapor.

Almacenamiento térmico: La tecnología más avanzada de almacenamiento térmico es la de dos tanques y la unidad de sal fundida en la central Solar Dos. Un sistema thermocline de sal fundida para Torre de Potencia y Canal está planeado para futuro desarrollo. El objetivo de largo plazo es un fluido de transferencia de calor orgánico, el cual también trabajará como un medio de almacenamiento térmico directo.

Concentradores: El concentrador solar es el componente más caro de una planta CSP. Mejores materiales reflejantes, aspecto de los espejos, diseño estructural y directrices todos prometen reducciones futuras de costo. Nuevos materiales reflejantes prometen en el largo plazo y optimización de los diseños del concentrador que reducirá los costos estructurales. Un innovador concepto está bajo desarrollo en Australia es el LFR (Linear Fresnel Reflector) cuyo concepto de diseño puede reducir los costos del sistema.

O&M: La investigación y desarrollo se enfocará en los sistemas de construcción y control así como los de comunicación. El mantenimiento, tal como la limpieza de los espejos, debe cuidar que la operación del campo de colectores opere a altos niveles de eficiencia y disponibilidad, pero también ser poco costoso y fácil. Mejoras en los métodos de instalación se perseguirán durante los siguientes proyectos a gran escala.

Aspectos no técnicos: Dos aspectos no técnicos podrían tener un mayor impacto en los costos futuros y en los mercados para la tecnología CSP

a) El desarrollo de múltiples plantas en el mismo lugar en un parque de energía solar reducirá los costos de la tecnología CSP debido a que ofrece costos de O&M, ingeniería y desarrollo reducidos.

b) La estructura financiera de los proyectos es también un aspecto importante. Las plantas CSP centralizadas son intensivas en capital, y el costo de capital y el tipo de financiamiento de proyecto pueden tener un impacto significativo en el costo final de energía.

3 Tecnologías para el Calentamiento Solar en México y en el Mundo

3.1 Estado actual de la utilización del calentamiento solar en México

El uso de los calentadores solares planos en México data desde 1945, cuando en Guadalajara, Jalisco, Don Pantaleón Orozco Carricarte patentó el primer diseño de calentador solar plano. Fue precisamente en Guadalajara donde se instalaron las

primeras fábricas o talleres donde se manufacturaron los primeros calentadores solares para uso doméstico.

En el año de 1977, en la Universidad Autónoma Metropolitana campus Xochimilco (UAM-X), se lleva a cabo la primera reunión nacional de investigadores, fabricantes y estudiosos del uso de las energías renovables en México y es a partir de este año que inician formalmente lo que ahora se denominan las Reuniones Nacionales de Energía Solar, organizadas por la ANES, con lo que se formaliza también el seguimiento del estado del arte en calentadores solares planos y otros sistemas de calentamiento solar, a través de las 25 Memorias de las reuniones, además de comenzar a organizarse las primeras exposiciones de equipo solar en México.

En el año de 1990, la entonces Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal le solicita a la ANES elaborar el primer Balance de Energías Renovables para integrarlo, año con año, al Balance Nacional de Energía del gobierno mexicano. A partir de este año que la ANES toma la responsabilidad de integrar la información de fabricantes, distribuidores y de especialistas nacionales para establecer las tecnologías solares empleadas en México, el número de equipos instalados año con año y de hacer una estimación de su aporte energético al Balance Nacional de Energía.

Desafortunadamente el gobierno mexicano a la fecha no ha integrado esta información al balance mismo, pero ha publicado la información en el documento final que presenta el balance nacional de energía. A través de este documento se tiene una memoria de la estimación anual del uso y aporte energético de varias tecnologías renovables en nuestro país, a saber, calentamiento solar, sistemas fotovoltaicos y sistemas eólicos, tanto para generación de electricidad como para sistemas de bombeo mecánico de agua.

La elaboración del balance nacional de ER se hace con la información que aportan de manera voluntaria las empresas y distribuidores de las tecnologías renovables en México, pero no ha sido posible certificar la veracidad de toda la información recopilada, por lo que la información contenida en el balance es una mera estimación acumulativa, con un error de $\pm 30\%$, de lo que se instala en México. Sin embargo, es aún más grande el error en cuanto al valor acumulado en metros cuadrados o número de equipos instalados, ya que ningún fabricante proporciona estos datos y en la mayoría de los casos no existe interés alguno por darle seguimiento a los proyectos, salvo los más recientes. Tampoco existen trabajos que permitan establecer el grado de operación de los mismos o si están en operación o no. A pesar de esto, el balance nacional permite establecer que nuestro país mantiene, desde hace más de 30 años, una pequeña industria solar y un gran dinamismo en el desarrollo de proyectos, a pesar de los reducidos apoyos gubernamentales.

En la Tabla 9 se presentan las estadísticas de los tres últimos balances nacionales de energías renovables, en cuanto a las aplicaciones térmicas a través de uso de calentadores solares planos, [SENER, 2003]. La principal aplicación del uso de calentamiento solar es para el calentamiento de agua, principalmente para albercas, tanto de deportivos, como de hoteles, es decir lo que se llama calentamiento solar de

baja temperatura. Se estima que alrededor de un 70% de los sistemas de calentamiento utilizan calentadores solares planos de plástico, tanto de PVC como de polipropileno de alta densidad y el 30% con calentadores cubiertos con tubo y aleta de cobre y pintura negra. No se cuenta con información acerca de otras tecnologías de calentamiento solar empleadas, aunque los principales fabricantes e instaladores de este tipo de sistemas en México (Módulo Solar, Heliocol e Imprema) presentan como productos de línea calentadores solares de otros tipos como: calentadores con cubierta de vidrio y aleta y tubo de cobre con pintura selectiva, sistemas de calentamiento tipo CPC y recientemente sistemas de calentamiento de agua a base de tubos evacuados. Sin embargo, solo los sistemas de calentamiento con cubierta y tubo y aleta de cobre, como los calentadores de plástico son fabricados en México, las demás tecnologías son importadas, tanto de los EUA, Canadá, Israel y de China, ver Figs. 13 y 14.

Tabla 9. Calentadores solares planos instalados en México y su aporte energético al balance nacional de energía.

AÑO	M ² INSTALADOS	M ² ACUMULADOS	EFICIENCIA TERMICA (%)	RADIACIÓN SOLAR PROMEDIO (kJ/m ² -día)	ENERGÍA UTIL GENERADA AL AÑO (Petajoules)
2000	40,883	373,095	70	18,841	1.796
2001	74,609	447,704	70	18,841	2.156
2002	50,911	498,615	70	18,841	2.400
2003	75,304	573,919	70	18,841	2.763



Figura 13. Instalación de calentadores solares planos en una unidad habitacional en Ciudad Juárez, Chihuahua. Foto cortesía de Sunway.

La ANES tiene detectados alrededor de 50 fabricantes de calentadores solares planos en todo México, concentrados principalmente en las ciudades de Guadalajara, Cuernavaca, Distrito Federal, Puebla y Morelia, principalmente. La Tabla 10 muestra un

ejemplo de los principales proyectos de calentamiento solar instalados en México, así como una calificación de su estado actual de operación, [ANES, 2000].



Figura 14. Campo de calentadores solares de plástico para el calentamiento de agua en una alberca. Cortesía de Imprema, S.A.

Tabla 10. Principales proyectos de calentamiento solar en México con Captadores planos.

LUGAR	m ² INSTALADOS	TIPO DE CALENTADOR SOLAR	AÑO DE INSTALACIÓN	EMPRESA	ESTADO ACTUAL
Alberca del IPN en Zacatenco	2,577	Calentador solar de polipropileno	2005	Módulo Solar	En operación
Club Deportivo Futurama en el DF	400	Calentador solar de polipropileno	2001	Imprema	En operación
Centro Deportivo Israelita en el DF	3,900	Calentador solar de polipropileno	1999	Heliocol	En operación
Deportivo Reynosa en el DF	512	Calentador plano cubierto con tubo y aleta de cobre	1998	Butecsa	Sin operar, parcialmente desmantelado
Hotel Cancún Palace en Cancún	936	Calentador plano cubierto con tubo y aleta de aluminio	1994	Celsol	Fuera de operación
Hospital 20 de noviembre en el DF	900	Calentador plano cubierto con tubo y aleta de alucobre	1993	Módulo Solar	Fuera de operación por fugas
Club Asturiano en Cuautla	4,000	Calentador plano cubierto con tubo y aleta de cobre	1985	Módulo Solar	En operación el sistema de calentamiento de agua sanitaria
Club Asturiano en Cuautla	1,800	Calentador plano desnudo con tubo y aleta de cobre	1985	Módulo Solar	Parcialmente en operación

Hasta el momento no se sabe de algún nuevo proyecto piloto a gran escala de calentamiento solar a baja temperatura. Es digno de destacar que la ANES y la CONAE han venido trabajando en el desarrollo de normas voluntarias para colectores solares y sistemas de calentamiento solar y el gobierno del DF esta elaborando un Proyecto de Norma Ambiental para el Distrito Federal (proy-nadf-008-ambt-2005). Este proyecto de norma establece las especificaciones técnicas para el aprovechamiento de la energía solar en el calentamiento de agua en nuevos establecimientos. Ambos proyectos, los cuales están muy avanzados, permitirán dar mayor certidumbre a la tecnología y despertarán un mayor interés por parte de diversos sectores de la sociedad por las aplicaciones solares, restando por definir mecanismos de financiamiento adecuados para fomentar las inversiones en este campo.

3.2 Estado actual de la utilización del calentamiento solar en el mundo

La Agencia Internacional de la Energía (AIE), a través de su programa de Calentamiento y Enfriamiento Solar (Solar Heating and Cooling Programme), realizó en el año 2001 un estudio acerca del mercado y del uso de los sistemas de calentamiento solar en los países miembros de la AIE, así como una evaluación del CO₂ dejado de emitir por la utilización de estas tecnologías, [Weiss et. al., 2004]. Un total de 22 países aportaron información (ver Tabla 11) para realizar la evaluación del uso de los sistemas de calentamiento solar a través de calentadores solares planos con cubierta y sin cubierta de vidrio, así como de tubos evacuados, tanto para el calentamiento de agua como para aire.

Tabla 11. Área total de colectores solares en operación en el año 2000 para países miembros de la Agencia Internacional de Energía (AIE). Cifras en metros cuadrados.

Área total de colectores solares instalados en operación en 2000 de los países miembros de la AIE						
País	Colectores solares para agua			Col. Solares para aire		Total
	Sin cubierta de vidrio	Con cubierta de vidrio	Tubos evacuados	Sin cubierta de vidrio	Con cubierta de vidrio	
Australia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Austria	571,806	1,581,185	26,219	-	3,500	2,182,710
Bélgica	21,875	19,400	1,700	-	-	42,975
Canadá	493,000	72,000	509	41,000	0	606,509
Dinamarca	15,563	243,169	-	-	-	258,732
Finlandia	-	10,200	100	-	-	10,300
Francia	84,500	470,000	-	-	-	554,500
Alemania	615,000	2,399,000	392,000	-	40,000	3,446,000
Grecia	-	2,815,000	-	-	-	2,815,000
Italia	20,000	300,000	20,000	2,000	2,000	344,000
Japón	-	11,445,008	307,481	-	-	11,752,489
México	283,800	94,600	-	-	-	378,400
Holanda	100,305	176,580	-	5,341	-	282,226
N. Zelanda	100,305	176,580	-	5,341	-	282,226
Noruega	500	7,000	100	-	1000	8,600
Portugal	1,000	238,000	500	-	-	239,500
España	-	399,922	-	-	-	399,922
Suecia	30,000	175,045	3,000	-	-	208,045
Suiza	221,200	250,800	15,000	816,000	-	1,303,000
Turquía	-	7,500,000	-	-	-	7,500,000

Reino Unido	-	149,000	2,000	-	-	151,000
EUA	14,513,000	8,277,000	2,390,000	-	439,000	25,619,000
TOTAL	16,971,549	36,686,909	3,158,609	864,341	485,500	58,166,908

El resultado muestra que entre los 22 países, incluido México, hacia finales del año 2000 existían un poco más de 58 millones de metros cuadrados de colectores solares. De estos, del orden de 17 millones son colectores sin cubierta de vidrio o también llamados desnudos, utilizados principalmente para el calentamiento de agua en albercas y cerca de 40 millones de metros cuadrados de colectores son empleados para el calentamiento de agua de uso sanitario y para la calefacción en invierno.

De acuerdo con Weiss et. al. (2004), de 1999 a 2000, el calentamiento de agua con captadores solares planos con cubierta y con tubos evacuados tuvo un incremento del 13%, es decir, creció en cerca de 261,000 metros cuadrados (Tabla 12), lo que indica la importante demanda de agua caliente solar para uso en el sector doméstico y para la calefacción de espacios.

Tabla 12. Área total de colectores solares en operación en el año 2001 para países miembros de la Agencia Internacional de Energía (AIE). Cifras en metros cuadrados, [Weiss et. al., 2004].

Área total de colectores solares instalados en operación en 2001 de los países miembros de la AIE						
País	Colectores solares para agua			Col. Solares para aire		Total
	Sin cubierta de vidrio	Con cubierta de vidrio	Tubos evacuados	Sin cubierta de vidrio	Con cubierta de vidrio	
Australia	2,000,000	1,198,000	-	-	-	3,198,000
Austria	580,873	1,739,045	28,439	-	-	2,348,357
Bélgica	22,612	23,578	2,003	-	-	48,193
Canadá	516,000	72,997	675	45,112	-	634,784
China	-	11,200,000	20,800,000	-	-	32,000,000
Dinamarca	21,870	270,570	550	-	-	292,990
Finlandia	-	12,000	100	70,000	-	82,100
Francia	98,500	508,500	-	-	-	607,000
Alemania	665,000	3,149,000	542,000	-	40,000	4,396,000
Grecia	-	2,990,000	-	-	-	2,990,000
India	-	600,000	-	-	-	600,000
Irlanda	-	2,645	690	-	-	3,335
Israel	-	3,920,000	-	-	-	3,920,000
Italia	23,000	339,700	23,750	2,500	2,500	391,450
Japón	-	11,755,008	311,481	-	-	12,066,489
México	320,000	110,490	-	-	-	430,490
Holanda	154,099	206,464	2,462	4,794	-	367,819
N. Zelanda	1,200	66,700	10	-	-	67,910
Noruega	599	7,250	100	400,000	1,000	408,949
Portugal	1,000	244,000	500	-	-	245,500
España	5,000	452,067	5,000	-	-	462,067
Suecia	33,386	196,593	3,422	-	-	233,401
Suiza	201,470	249,150	23,160	825,000	-	1,298,780
Turquía	-	8,130,000	-	-	-	8,130,000
Reino Unido	89,000	157,000	9,230	-	-	255,230
EUA	22,944,375	1,445,340	551,372	-	226,557	25,167,644
TOTAL	27,677,984	49,046,097	22,304,944	1,347,406	270,057	100,646,488

También es importante apreciar que los Estados Unidos de Norteamérica mantiene un liderazgo importante en el calentamiento solar a nivel mundial, así como Alemania y Japón, aunque es muy importante el caso de Turquía que se ha venido incorporando rápidamente al uso de estas tecnologías.

México, a pesar de no tener una política energética oficial encaminada a promover este tipo de tecnologías mantiene un crecimiento constante del orden de 15% anual, destacando el calentamiento de agua para albercas como la principal aplicación, que coincide con el comportamiento a nivel mundial de esta aplicación.

También es digno de destacar que, estableciendo un precio de referencia promedio por metro cuadrado de colector solar instalado, por ejemplo, de 300 a 600 USD/m², el mercado de calentamiento solar representa anualmente una cifra de 890 a 1,800 millones de dólares americanos, tan solo considerando 22 países en el mundo.

3.3 Contribución a la reducción de las emisiones de CO₂ por la sustitución energética de combustibles fósiles

La utilización de sistemas de calentamiento solar permite reducir el consumo de energéticos fósiles y por lo tanto produce un ahorro de combustibles y además evita emitir a la atmósfera el CO₂ producido por la combustión de los mismos.

La Tabla 13 muestra que la producción anual de energía estimada en 2000 fue superior a los 24,000 GWh/año, lo cual permitió un ahorro aproximado en combustible de más de 27 millones de litros de petróleo equivalente y una reducción de más de 10.6 millones de toneladas de CO₂.

Este cálculo fue realizado considerando la diversidad de climas y condiciones meteorológicas de los 22 países y de las aplicaciones diversas, por lo que se tomó la cifra de 250 kWh/m² para el caso de calentamiento de agua y de espacios habitables en países del cono norte y de 600 kWh/m² para países en el cono sur.

Para calcular el CO₂ producido se utilizó un factor de emisión de 2.73 kg CO₂/litro de petróleo equivalente. Así los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 13.

3.4 Tendencias y avances tecnológicos en sistemas de energía solar térmica

Las grandes compañías fabricantes de sistemas de calentamiento solar, así como muchos gobiernos interesados en que se desarrolle rápidamente esta rama de la industria y desde luego, interesados en buscar alternativas para bajar su dependencia de las importaciones petroleras, han venido buscando como mejorar cada vez más las tecnologías de calentamiento solar. Esto ha implicado también reducir sus costos y

buscar nuevas aplicaciones para penetrar más rápidamente en los mercados y representar una verdadera alternativa al uso de combustibles fósiles.

Tabla 13. Producción anual de energía por colectores solares y su correspondiente petróleo equivalente, así como la reducción de CO₂, para todos los sistemas solares térmicos.

País	Area total de colectores m ²	Cálculo del número de sistemas	Producción anual GWh/año	Producción anual TJ/año	Ahorro de energía en petróleo equivalente (litros/año)	Reducción de CO ₂ Toneladas/año
Australia	-	-	-	-	-	-
Austria	2,179,210	226,181	700	2,519	100,613,156	274,545
Bélgica	42,975	4,329	10	37	1,536,165	4,191
Canadá	565,000	13,397	139	501	22,712,002	61,969
Dinamarca	258,732	55,277	86	311	12,194,644	33,271
Finlandia	10,200	2,433	3	12	426,858	1,165
Francia	554,500	113,395	190	684	28,058,629	76,552
Alemania	3,406,000	407,584	1,146	4,127	168,838,020	460,646
Grecia	2,815,000	703,750	1,640	5,903	262,498,750	717,051
Italia	340,000	80,100	141	509	22,405,910	61,128
Japón	11,752,489	2,840,968	5,483	19,737	824,679,205	2,249,944
México	378,400	9,403	146	527	27,124,380	74,008
Holanda	276,885	81,128	80	288	11,531,493	31,471
N. Zelanda	64,000	15,264	19	69	3,050,342	8,325
Noruega	7,600	1,164	2	9	322,509	880
Portugal	239,500	56,887	150	540	24,504,613	66,858
España	399,922	95,381	244	879	36,789,585	100,384
Suecia	208,045	26,026	60	214	7,943,550	21,678
Suiza	487,000	39,740	128	461	18,883,244	51,519
Turquía	7,500,000	1,702,500	3,932	14,155	629,437,500	1,719,394
Reino Unido	151,000	37,750	50	181	7,198,925	19,345
EUA	25,180,000	1,850,398	10,016	36,058	1,692,620,535	4,618,469
TOTAL	56,816,458	8,363,326	24,367	87,722	3,903,370,016	10,653,089

A continuación se presentan los avances tecnológicos más importantes desarrollados hasta 2005 y se describen las tendencias actuales y de las cuales México no es ajeno.

En la fabricación de captadores solares planos para procesos a temperaturas bajas (< 150°C) se pueden mencionar los siguientes avances y tendencias tecnológicas:

- Incremento, en captadores solares de plástico, de la absorción de las superficies de captación hasta valores cercanos a 0.9 e incremento de la vida útil de la superficie a valores superiores a 15 años.
- Desarrollo de superficies altamente selectivas (Tinox, Sunselect, etc.) con absorciones superiores a 0.9.
- Utilización de vidrios antirreflejantes con transmitancias superiores a 95% (Fig. 15).
- Desarrollo de barreras anticonvectivas del tipo doble acristalamiento o doble vidrio, folios de teflón y aislamiento transparente (figura 15).
- Instalación de superficies reflejantes laterales para incrementar la radiación incidente hacia la placa colectora.

En cuanto a concentradores parabólicos compuestos, mejor conocidos como CPC, por sus siglas en inglés (Compound Parabolic Concentrator), se están desarrollando nuevos diseños que intentan lograr los siguientes avances:

- Razones de concentración mayores a 1 y cercanas a 2.
- Fabricación de nuevas superficies reflectantes con reflectancias superiores al 95% y con propiedades permanentes en el tiempo.
- Optimización de la geometría de los CPC para permitir trabajar con ángulos de aceptación mayores a 30 grados, como se muestra en la figura 16.
- Desarrollo de nuevas superficies selectivas de alta absorptancia en el infrarrojo y con una mayor capacidad resistiva a la salinidad y al temperismo, sobre todo para aplicaciones en climas tropicales.

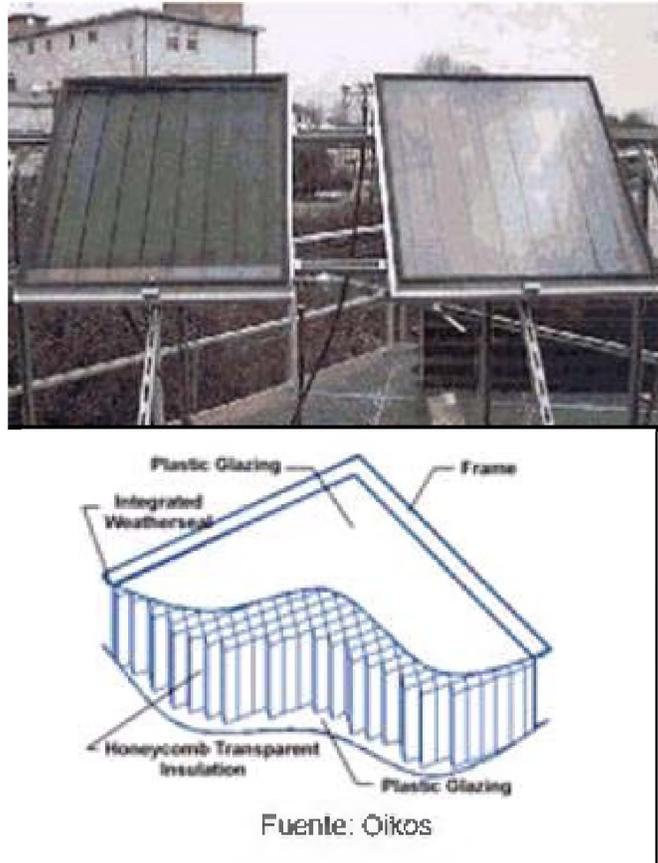


Figura 15. Prueba de colectores solares planos en el Fraunhofer Institute en Alemania, e imagen de una barrera convectiva de teflón colocada entre el absorbedor y el vidrio..

Otra de las tecnologías exitosas que ha venido incrementando su aplicación en el mercado de captadores solares de media temperatura son los tubos al vacío. Dentro de esta tecnología se distinguen dos tipos de tubos y diversos arreglos:

- a) tubos de vidrio evacuados con tubo de cobre concéntrico y aleta de cobre (Figura 17 y 18).
- b) Tubos de vidrio al vacío con superficie interior selectiva (Figura 19).

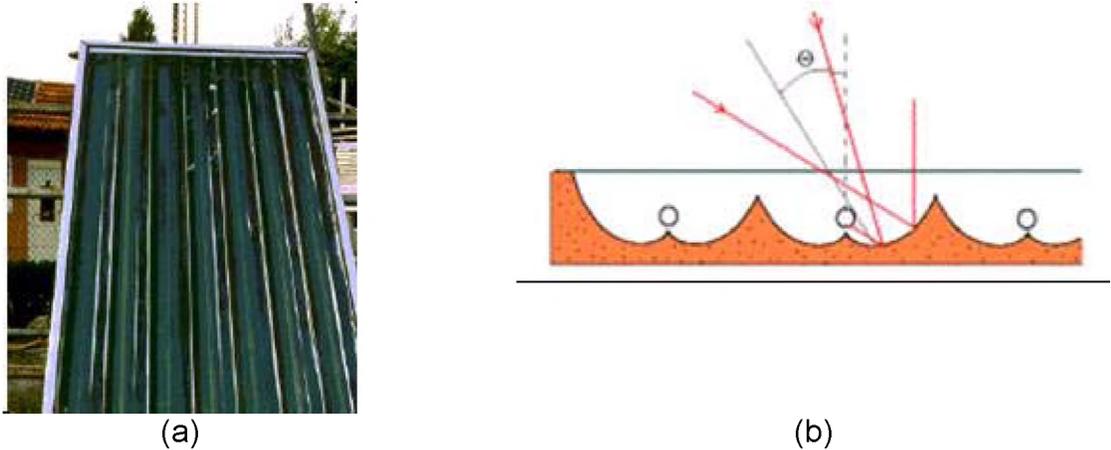


Figura 16. a) Fotografía de un colector solar tipo CPC en un arreglo de 6 tubos verticales y b) diagrama del ángulo de aceptación del mismo captador.

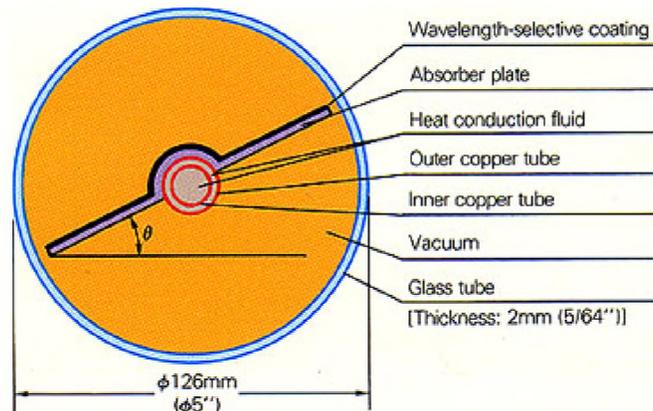


Figura. 17. Corte transversal de un tubo de vidrio evacuado con tubo concéntrico y aleta. Cortesía de Sun Utility Network.

Este tipo de tubos de vidrio evacuados con tubo de cobre presentan mejores eficiencias térmicas que los colectores solares planos (superiores al 75% y cercanas al 80%), lo cual permite la obtención de mayores temperaturas, cuando se trata del calentamiento de agua para uso doméstico o comercial (figura 18). Sin embargo sus costos son del orden de tres veces más caros que los colectores planos.

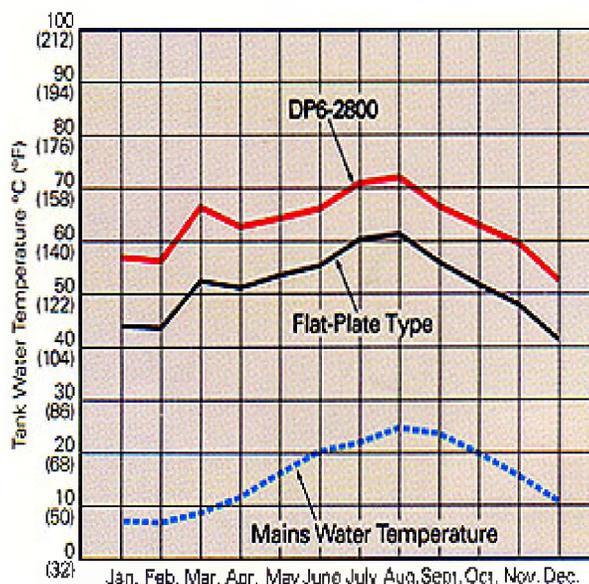


Figura 18. Gráfico comparativo de las temperaturas de calentamiento de agua para uso doméstico en Tokio, Japón, entre un colector de tubo de vidrio evacuado (DP6-2800) y un colector plano, [www.sunutility.com].

Estos tubos contienen una doble pared, donde la pared interior tiene un recubrimiento de pintura negra y esta al alto vacío para evitar las pérdidas convectivas. El líquido a calentar pasa por el dentro del tubo interior de vidrio, lo que le permite alcanzar temperaturas ligeramente superiores a los 100°C. Generalmente se utilizan arreglos de tubos colocados en forma paralela o bien se colocan sobre un colector del tipo CPC para incrementar la razón de flujo de calor, como se muestra en la figura 19.



Figura 19. Detalles del arreglo interior y exterior de tubos de vidrio al vacío en dos tipos de arreglo: a la izquierda y centro, sin superficie reflectora y en el segundo, a la derecha, con un reflector tipo CPC.

Finalmente la Fig. 20 muestra un estudio comparativo de la eficiencia térmica de 5 tipos de colectores solares contra el diferencial de la temperatura de operación del colector y la ambiente. Evidentemente se aprecia que el colector plano solo compite para diferenciales no mayores a 40K, aunque a este nivel el colector plano de vidrio evacuado y superficie selectiva da la mejor eficiencia. A diferenciales más importantes, mayores a 100K, el colector tipo CPC, el plato parabólico y el de tubo de vidrio evacuado con tubo de cobre, respectivamente, ofrecen las mejores eficiencias.

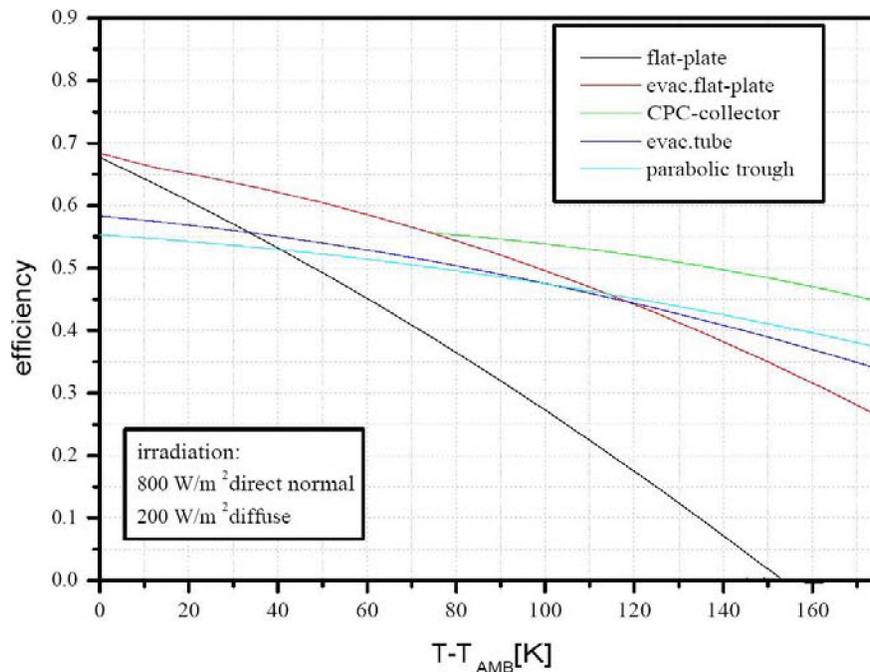


Figura 20. Gráfico comparativo de la eficiencia de 5 diferentes tecnologías de calentamiento solar con respecto al diferencial de la temperatura de operación del colector y la temperatura ambiente. Fuente: Schweiger col. (2001).

4 Calor Solar Para Procesos Industriales

4.1 Introducción

Como ya se comentó, una gran cantidad de captadores solares térmicos se han instalado en el mundo, los cuales corresponden aproximadamente a 105 GW térmicos o 150 millones de metros cuadrados (Weiss y Rommel, 2005). Sin embargo, la enorme mayoría son usados para calentar agua en el sector residencial o para albercas (ver Sección 3.), esto corresponde a temperaturas generalmente inferiores a los 80°C.

Comparativamente, la aplicación de calor solar para procesos industriales (CSPI) es incipiente. Muchas de estas procesos, como generación de vapor, lavado, secado, destilación, pasteurización, etc. (Norton, 2001), se ubican en el rango de temperaturas hasta 250°C. Hay mucha menos experiencia acumulada en este tema, a pesar de que existe un importante potencial de aplicación (Schweiger y col., 2001), ya que la demanda de energía térmica del sector industrial es mucho mayor que la del sector residencial. En la Fig. 21 se ilustra las maneras posibles de acoplamiento de colectores solares a los sistemas de calor para procesos industriales, las cuales pueden ser por acoplamiento directo al proceso, por precalentamiento de agua o generación de vapor.

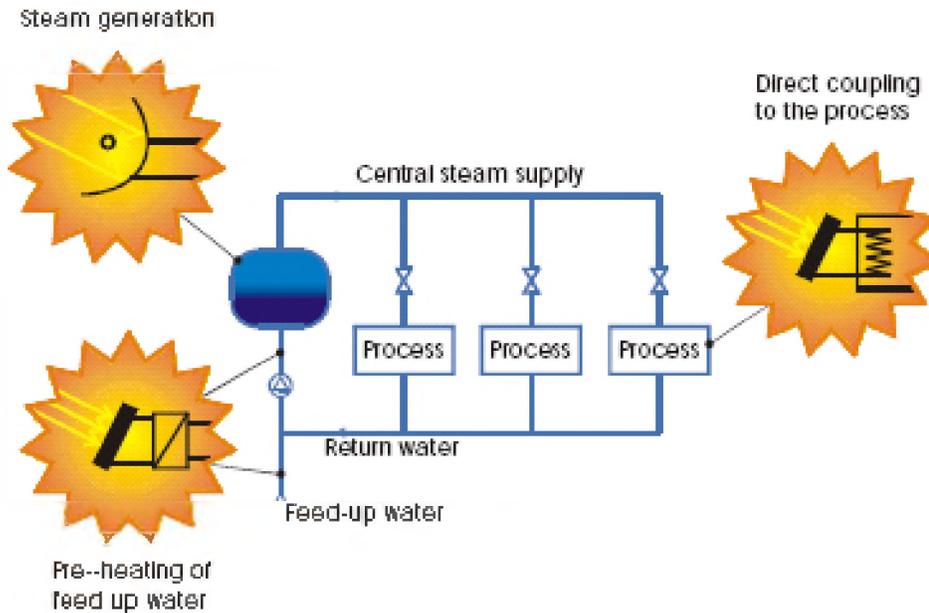


Figura 21. Posibilidades de acoplamiento de calor solar a procesos industriales.

Aunque existen opciones tecnológicas disponibles, el margen para nuevos desarrollos en el área de CSPI todavía es muy importante, tanto en las tecnologías de colectores propiamente dichos, como en la integración de los sistemas solares a procesos industriales específicos. Para llevar a cabo estos desarrollos se creó en Agencia Internacional de Energía la Tarea *Solar Heat for Industrial Processes*, conjuntamente entre el programa de Calentamiento y Enfriamiento Solar (donde es denominada tarea 33) y el de Solar PACES (donde es denominada area IV). El objetivo principal de esta tarea es mejorar las condiciones para la introducción al mercado de los sistemas de calentamiento solar para aplicaciones industriales, para promover prácticas de producción industrial sustentables.

4.2 Descripción de la tecnología

Los colectores que se han usado o se están desarrollando en la actualidad para el rango de temperaturas hasta 250°C han sido descritos por Weiss y Rommel (2005). Este tipo de colectores se caracterizan por diseños muy variados: colectores planos, tubos evacuados, colectores parabólicos compuestos (CPCs), colectores de canal parabólico, colectores tipo Fresnel, además de otros diseños menos conocidos. Aunque colectores de tipo similar se han usado para calentamiento solar de agua (Sección 3) o generación termosolar de potencia eléctrica (Sección 2.), los colectores para calor solar de procesos industriales (CSPI) se diseñan con características diferentes a estas otras aplicaciones, para operar adecuadamente en el rango de temperaturas deseado.

A diferencia de las instalaciones para generación de termosolar de potencia, las cuales de manera natural se instalan en áreas remotas con bajos costos de suelo, en las aplicaciones de CSPI el campo de colectores tiene que ubicarse casi siempre en las instalaciones de una empresa ya existente, con las correspondientes limitaciones de espacio. Por lo tanto es sumamente importante maximizar la eficiencia de los colectores para reducir el área de las instalaciones. Además es importante que los colectores sean ligeros, ya que en muchos casos serán instalados sobre los techos de naves industriales. Debido a estos factores, una tarea muy importante en el desarrollo de estos colectores es la búsqueda e investigación de materiales.

Dos categorías importantes relacionadas con la complejidad de los colectores se pueden establecer: la de colectores estacionarios y la de colectores con seguimiento en un eje. En la primera están los colectores planos, tubos evacuados y CPCs, mientras que en la segunda se encuentran los colectores parabólicos y los lineales de Fresnel. Los colectores estacionarios por lo general son adecuados para temperaturas menores a 150°C, mientras los de seguimiento en un eje pueden operar hasta 300°C o más. Las características de estos colectores son las siguientes (Weiss y Rommel 2005):

Colectores planos

A diferencia de los colectores planos para calentamiento de agua, en los diseñados para calor de procesos es necesario alcanzar temperaturas por arriba de los 100°C y se vuelve muy importante reducir pérdidas, así como maximizar su captación de la radiación solar. Con esto es posible alcanzar rangos de operación de entre 80 y 150°C, con temperaturas de estancamiento de más de 230°C.



Figura 22. (a) Colector plano del Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. (b) CPCs de la empresa portuguesa Ao Sol.

Las pérdidas de calor de un colector plano bien aislado se dan principalmente a través de la cubierta de vidrio. Para reducir estas pérdidas, los diseños de alta temperatura (Fig. 22a) incorporan cubiertas de vidrio dobles, con un gas inerte entre ellas para reducir conductividad. Además se usan recubrimientos antirreflejantes en los vidrios y selectivos en las placas absorbedoras, para aumentar la captación de la radiación solar y disminuir pérdidas radiativas.

Tubos Evacuados

Estos son del mismo tipo que los descritos en la Sección 3, para calentamiento de agua.

CPCs

Se trata de sistemas estacionarios con una concentración solar baja, entre 1.2x y 1.7x (Fig. 22b), lo que les permite alcanzar temperaturas de operación alrededor de los 120°C y temperaturas de estancamiento de más de 200°C. Estos sistemas cuentan con una cubierta de vidrio y pueden incluir barreras anticonvectivas, si se quiere aumentar la temperatura de operación.

Colectores parabólicos

En general, se trata de colectores parabólicos pequeños (Fig. 23(a)) si se comparan con los usados para generación termosolar de potencia, pues se busca que sean ligeros para poder ser instalados en techos de naves industriales existentes. Un tamaño promedio sería de alrededor de 2m² por módulo. Los factores de concentración son de alrededor de 15x, lo que permite alcanzar temperaturas de operación de hasta 200 o 300°C.

Para reducir pérdidas, algunos de estos colectores cuentan con cubiertas planas de vidrio que abarcan tanto el reflector como el absorbente (Fig. 23b), mientras que en otros los tubos absorbentes tienen una envolvente tubular de vidrio (Fig. 23a). En todos los casos se utilizan recubrimientos absorbentes selectivos para reducir pérdidas radiativas.



(a)



(b)

Figura 23. (a) Colectores parabólicos del DLR alemán, instalados en un hotel de Turquía y (b) colector parabólico con cubierta de vidrio del Solar-Institute Jülich.

Colectores tipo Fresnel

Como en la generación termosolar de potencia, en el CSPI los colectores lineales de Fresnel (Fig. 24a) potencialmente competirán con los parabólicos. Entre sus ventajas está precisamente el ser potencialmente más ligeros, lo cual es una ventaja para estas aplicaciones. Los colectores aún no han sido probados todavía para CSPI, pero se estima que podrían operar a temperaturas de hasta 400°C con concentraciones variables entre 30x y 100x.

Otros Colectores

Existen otros colectores con diseños especiales, como por ejemplo el conocido como MaReCo (Fig. 24b). Este colector es un tipo de CPC altamente truncado y no simétrico. Está diseñado como un colector fijo para sitios localizados en latitudes altas, como el norte de Europa. Con una concentración de 2.1x, su temperatura de operación ronda los 90°C con temperaturas de estancamiento de alrededor de 200°C.



(a)



(b)

Figura 24. (a) Colector lineal de Fresnel del DLR. (b) Colector MaReCo en una instalación Sueca.

4.3 Desarrollos en México

Entre las instituciones de México que han hecho estudios en el tema de calor solar para procesos industriales están el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) y el Centro de Investigación en Energía de la Universidad Nacional autónoma de México (CIE-UNAM). En la Fig. 25 se muestra un colector parabólico de 2.3 m por 6.9 m, instalado por el IIE, para producir agua caliente en una lavandería de Torreón, Coahuila.



Figura 25. Colector de canal parabólico del IIE, en Torreón, Coah.

En la Fig. 26 se muestra un colector paraboloidal denominado COSPAA-90, desarrollado por el Centro de Investigación en Energía, de la UNAM, a partir de una antena de telecomunicaciones obsoleta. A esta antena se le desarrolló un receptor especial de forma cónica, con el cual se han venido haciendo ensayos de producción de vapor a baja presión. El sistema es capaz de producir vapor a 200°C y a una presión de 2 atmósferas, y ha alcanzado temperaturas de estancamiento de 800°C.



Figura 26. Colector paraboloidal COSPAA-90 del CIE, UNAM.

4.4 Costos de la tecnología

Los costos comerciales (para instaladores) de los colectores se aprecian en la Tabla 14, donde también aparecen los estimados para los colectores que aún no han alcanzado comercialización (Weiss y Rommel, 2005; Schweiger y col., 2001).

Schweiger y col. (2001) consideran costos adicionales de 80 €/m² por la construcción de los soportes, el montaje de los colectores y las tuberías del campo (en el caso de campos de colectores de más de 1,000 m²).

El potencial de reducción de costos de los sistemas que estos autores estimaron para 2010 es del 50%.

Tabla 14. Precios de los colectores de media temperatura

Colector	Precio colector(€/m²)	Estado
Planos con supresión de convección	200	comercial
Tubos evacuados	500	comercial
CPCs	150-350	comercial
Parabólicos	200	comercial
Fresnel Lineales	120-200	estimación
MaReCo	150	comercial

4.5. Potencial de aplicación

No existe algún estudio del potencial de mercado a nivel mundial del los sistemas de CSPI. Sin embargo, se han hecho algunos estudios específicos. En particular, el estudio de Schweiger y col. (2001) para los países del sur de Europa, arroja resultados ilustrativos:

Aproximadamente un tercio de de la demanda total final de energía en los países del sur de Europa es en forma de calor para procesos industriales. Más o menos el 7% (300 TWh térmicos) del consumo total de energía ocurre como calor de procesos a temperaturas menores a 250°C (Schweiger y col., 2001).

Los autores estiman un potencial de 11 millones de metros cuadrados de colectores de CSPI para España y Portugal, lo cual es enorme si se compara con los aproximadamente 10,000 m² instalados en la actualidad.

La gran escala de las instalaciones industriales da como resultado un bajo costo de los sistemas, de modo que el CSPI podría llegar a competir a corto plazo con el calor generado por combustibles fósiles. Los costos promedios de calor solar para el sur de Europa están entre 2 y 5 centavos de €/kWh térmico, para aplicaciones de baja temperatura y entre 5 y 15 centavos de €/kWh térmico para temperaturas medias. Estos costos se estiman reducir en 50% para el 2010, como se mencionó más arriba.

Sin embargo, en el 2001 se estimaba (Schweiger y col., 2001) que se requeriría incentivos en un porcentaje similar sobre los costos de inversión, para que los tiempos de retorno se volvieran atractivos para la industria (alrededor de 5 años). Si continúan la evolución que han tenido los precios del petroleo, probablemente esos incentivos no se requieran para hacer competitivas a estas tecnologías.

Los procesos que parecen ser más favorables para el uso de calor solar son aquellos que tienen una demanda continua de calor a lo largo de las horas de luz y durante todo

el año. Estos pueden ser, por ejemplo, el calentamiento de baños líquidos para lavado y tratamientos químicos, calentamiento de aire para secado y generación de vapor a baja opresión para diferentes procesos. Otro campo de aplicación importante sería la generación de frío por máquinas de absorción. Algunos de estos procesos, clasificados según el tipo de industria, se listan en la Tabla 15.

Tabla 15. Procesos industriales con potencial de uso de CSPI tomado de Schweiger y col. (2001).

Sector	Processes	Temperature level (°C)
Brewing and Malting	Wort boiling	100
	Bottle washing	60
	Cooling	90
	Drying	60
Milk industry	Pasteurisation	62 – 85
	Sterilisation	130 – 150
	Drying	n. a.
Food preservation	Sterilisation	110 – 125
	Pasteurisation	< 80
	Cooking	70 – 98
	Scalding	95 – 100
	Bleaching	< 90
Meat	Washing, sterilization, cleaning	< 90
	Cooking	90 – 100
Wine and beverage	Bottle washing	60 – 90
	Cooling	85 (*)
Textile industry (incl. wool industry)	Washing, bleaching and dyeing	< 90
	Cooking	140 – 200
Automobile industry	Paint drying	160 – 220
	Degreasing	35 - 55
Auxiliary industry for the automobile sector	Spinning and weaving	
	Finishing	
	Mats and others	
Paper industry	Paper pulp: cooking	170 – 180
	Boiler feed water	< 90
	Bleaching	130 – 150
	Drying	130 – 160
Tanning	Water heating for damp processes	steam at 165 – 180
Cork industry	Drying	
	cork-baking, others	40 – 155

(*) single effect absorption cooling

En casi todos los casos de estudio analizados por Schweiger y col. (2001), excepto para empresas localizadas en áreas rurales, el factor que limita la capacidad de aplicación del CSPI es la disponibilidad de área para la instalación de colectores en los techos y patios de las plantas industriales. Esto hace que el potencial de uso en las plantas ya existentes para el rango de temperaturas hasta 250°C sea del 15%.

En México no existen apoyos gubernamentales para desarrollar este tipo de aplicaciones, ni en subvenciones, ni en aspectos fiscales, por lo que solo los aspectos del libre mercado han venido determinando el comportamiento del mercado de este tipo de tecnologías.

Es de llamar la atención el caso español, donde algunos gobiernos locales apoyan con una subvención del 50% de los costos de inversión, con el fin de incrementar el interés de los diversos sectores por instalar este tipo de tecnologías. Esto ha hecho que en ese

país la banca privada también se involucre en financiar este tipo de proyectos. Un involucramiento similar de la banca aún no se presenta en México, aunque en forma oficial, a través de BANOBRAS, exista un fondo para este tipo de proyectos. Este fondo al parecer nunca ha sido utilizado.

4.6 Conclusiones

1. Existe una experiencia de más de 50 años en el uso de equipos de calentamiento solar en México.
2. Cada año se instalan en promedio entre 50,000 y 75,000 m² de calentadores solares, siendo el calentador de plástico el de mayor uso y el calentamiento de agua para albercas, la principal aplicación.
3. En 26 de los países miembros de la AIE se ha podido establecer que son los Estados Unidos quienes mayor número de metros cuadrados de calentadores solares instala por año (cerca de 800,00 m²), siendo los colectores con cubierta de vidrio y los colectores sin cubierta, los más utilizados respectivamente.
4. De estos 26 países, es Israel el país que tiene mayor número de metros cuadrados por cada 1000 habitantes, siendo nuevamente el colector plano con cubierta de vidrio el más empleado.
5. El crecimiento anual de los colectores solares instalados, al menos en 26 de los países de la AIE, es de 27% y representa un mercado a nivel mundial de más de 900 millones de dólares, mientras que en México esta cifra es de más de 30 millones de dólares.
6. Existe un desarrollo tecnológico muy importante para mejorar el rendimiento, la calidad, durabilidad y costo de los equipos y sistemas, además de poder abarcar aplicaciones donde se requieran niveles de temperatura comprendidos entre 40 y 250°C.
7. Dentro del sector edificaciones se destaca la integración exitosa que esta teniendo el acoplamiento de tecnologías de generación de electricidad, calentamiento solar, iluminación natural y construcción de techos y muros, todos integrados en un solo elemento multicompuesto y estableciendo una nueva forma de cogeneración múltiple.
8. La integración de sistemas de calentamiento solar y sistemas de calentamiento con combustibles fósiles esta siendo exitosa y cada vez más se adecuan a las necesidades específicas de los sectores doméstico, de servicios e industrial, demostrando que prácticamente todas las necesidades de calor de proceso pueden ser satisfechas, total o parcialmente con sistemas de calentamiento solar.
9. Se puede decir que las aplicaciones de calentamiento solar son cada vez más numerosas y que los análisis económicos indican que los tiempos de retorno de la inversión son cada vez más cercanos a los tiempos requeridos por las tecnologías convencionales con combustibles fósiles.

5. Sistemas Fotovoltaicos Para el Aprovechamiento de la Energía Solar

Tendencias y futuro

El Efecto Fotovoltaico es un fenómeno a través del cual la luz solar es convertida en electricidad del tipo directo (CD) sin usar algún proceso intermedio. Para que se realice tal proceso se requiere de un dispositivo fabricado con materiales semiconductores. Los dispositivos donde se lleva a cabo dicha transformación se llaman Generadores Fotovoltaicos y a la unidad mínima en la que se realiza dicho efecto se le conoce como Celda Solar.

La tecnología de elaboración de celdas solares esta basada en uniones íntimas del tipo P-N entre semiconductores monocristalinos, policristalinos y amorfos, como el silicio (Si), telurio de cadmio (CdTe), cobre-indio-selenio (CuInSe₂), arseniuro de galio (GaAs). Dependiendo del tipo de semiconductor, se pueden elaborar celdas solares en película delgada (del orden de 1 μm de espesor) o gruesas (del orden de cientos de micra de espesor). El mercado actual terrestre de los generadores fotovoltaicos lo dominan las celdas solares de silicio cristalino (x-Si: monocristal y policristal); no obstante, los basados en silicio amorfo hidrogenado (a-Si) han estado ganando terreno en aplicaciones terrestres debido a su mejor acoplamiento con el espectro solar y garantía que ofrecen sus fabricantes [Goetzberger et. al., 2003.]. La tecnología de elaboración de x-Si es muy conocida, considerándose una tecnología madura y confiable, produciéndose celdas y módulos fotovoltaicos que han mostrado tener tiempos de vida grande (mayor de 20 años) con eficiencias de conversión del orden del 16% en producción en línea, teniéndose eficiencias record en celdas experimentales de hasta del 24.7% [Green et. al., 2002]. Los costos de producción de paneles FV depende de la producción anual de las plantas, estimándose un costo promedio de \$2.00 US dolar por Watt [Mitchel et. al., 2002].

La energía solar fotovoltaica ha sido identificada como una tecnología de rápido crecimiento con un potencial de aplicación alto, tendiendo el mercado una tendencia de crecimiento mayor del 20% en la última década [Mitchel et. al., 2002]. Por ser modular, puede ser usada en muchas aplicaciones. El mayor obstáculo para su uso en gran escala es el alto costo de inversión inicial. Los costos de generación de electricidad están desde \$ 0.50 hasta \$ 2.50 US dolar por kW-hr para diferentes tamaños y configuraciones de sistemas y localidades(a). Como resultado, el uso de los generadores fotovoltaicos esta limitado principalmente a aplicaciones en las que el costo de introducción de la red eléctrica convencional y del consumo de la electricidad es alto, o bien, donde es necesario un generador limpio, silencioso y confiable. Este es el caso de áreas remotas (electrificación rural, telecomunicaciones, bombeo de agua, señalización, etc.) o para amortiguar los picos de consumo altos en fábricas o edificios. Sin considerar el costo inicial de inversión, la popularidad de la tecnología fotovoltaica se basa en su fácil uso, confiabilidad, relativo bajo mantenimiento y la disponibilidad del recurso solar. Debido a que son modulares, los sistemas fotovoltaicos pueden ser

dimensionados para satisfacer las necesidades exactas de energía del usuario, disminuyendo el costo global del sistema e incrementando el rendimiento del mismo.

Conforme aumentan las necesidades energéticas del usuario, el tamaño del sistema puede incrementarse.

(a) Ambos valores corresponden al valor presente neto del sistema para 20 años con una tasa real de descuento del 5%. El valor inferior corresponde a un sistema de 100 kW pico conectado a la red eléctrica convencional, mientras que el segundo corresponde a un sistema autónomo de 20 kW pico, ambos en una localidad con un recurso solar de 5 kW-h/m².

Tomando en consideración lo anterior, el nicho de aplicación terrestre de la tecnología FV corresponde a los sistemas distribuidos. En nuestro país se han identificado dos nichos importantes en donde dicha tecnología se puede aplicar: los sistemas autosustentados y los conectados a la red.

Los sistemas autosustentados representan casi el 100% del mercado nacional y se han estado instalando desde el inicio de los años 80's. Este tipo de sistemas ha tenido su mayor aplicación en el ámbito rural para impulsar acciones sociales siendo ejemplos típicos el Programa Pronasol 1988-1994 de electrificación, el Programa de TELEXMEX de Telefonía Rural Rural 1990-1994, el programa de Energías Renovables para México USAID-SANDIA 1994-2000, y el Programa de Energías Renovables para la Agricultura del FIRCO-SAGARPA 2000-2005; entre otros. Los proyectos anteriores han sido implementados para abastecer de electricidad a comunidades alejadas de la red eléctrica convencional con el objeto de satisfacer la demanda de electricidad para aplicaciones específicas (iluminación básica y bombeo de agua).

Con respecto a los sistemas conectados a la red, estos interactúan con ella a través de una interfaz electrónica (inversor) que transforma la corriente directa (CD) del arreglo FV en corriente alterna. Su uso no se ha generalizado debido a la falta de regulación por parte de los organismos correspondientes que regulan la conducción de electricidad a través de la red pública. Sin embargo, se pueden usar para satisfacer las demandas típicas de una casa-habitación en el ámbito urbano. La ventaja de dichos sistemas radica en que pueden suministrar electricidad (vender) a la red pública para abatir la demanda pico que se presenta en las horas del día debido al consumo de las fábricas.

Se espera que el mercado de los generadores fotovoltaicos se expanda rápidamente cuando la electricidad generada pueda ser colocada, en la red pública, a costos que sean comparables con los costos de generación de electricidad por medio de combustibles fósiles (entre \$0.50 y \$1.25 pesos por kW-hr). Este punto puede alcanzarse con la tecnología del silicio cristalino solo si los costos de fabricación se reducen significativamente debido a una demanda mayor y si además, se considera el costo social de la energía en comparación entre las diferentes tecnologías de generación de electricidad. Por esta razón científicos e ingenieros en todo el mundo están trabajando sobre el desarrollo de celdas solares con una mejor razón costo/desempeño. Esto se puede hacer aumentando la eficiencia de conversión de las celdas solares y en consecuencia la de los módulos, reduciendo su costo de

elaboración, o la aplicación de nuevos materiales basados en películas delgadas. Es importante notar que aparte del mejoramiento en el proceso de elaboración, el escalamiento de la producción en grandes volúmenes es un requisito importante para la reducción de costos.

Aunque el mercado actual terrestre de los generadores fotovoltaicos lo dominan las celdas solares de silicio cristalino, x-Si (monocristales y policristales); los basados en silicio amorfo hidrogenado (a-Si) han estado ganando terreno en aplicaciones terrestres debido a la garantía que ofrecen sus fabricantes. Es así como se encuentran en el mercado generadores fotovoltaicos elaborados con dicho material con una eficiencia de conversión estabilizada no mayor al 8%. Su uso es muy común ya que se les puede encontrar en relojes, calculadoras, sistemas de señalización y hasta módulos con 64 Watt de potencia con los que se puede dimensionar sistemas de potencia. Sin embargo, los costos de producción se mantienen ligeramente arriba del costo de los de x-Si [Mitchel et. al., 2002].

Para reducir sus costos de fabricación se ha planteado nuevos procesos de fabricación que garanticen una eficiencia mayor y el uso de nuevos materiales. Entre ellos se tienen al telurio de cadmio (CdTe) y el cobre-Indio-diselenio (CuInSe₂). Las celdas solares elaboradas con estos compuestos así como los módulos fotovoltaicos están ya en el mercado y aparentemente satisfacen la combinación requerida de bajo costo y eficiencia de conversión aceptable.

Existen otra clase de celdas solares basadas en monocristales de compuestos semiconductores tales como arseniuro de galio (GaAs) o fosforo de indio (InP), materiales cuya elaboración es muy cara pero que satisfacen los requerimientos de alta eficiencia (GaAs presenta el récord de más alta eficiencia 32%) y bajo peso, características que las hacen ideales para las aplicaciones espaciales. Para este tipo de aplicaciones, donde se busca bajo peso y alta eficiencia, la relación costo /beneficio es pequeña.

En conclusión, si se espera que la tecnología FV pueda usarse masivamente, los fabricantes deberán de producir celdas solares con al menos el 10% de eficiencia con costos de producción del orden de \$50.00 us dollar por metro cuadrado. De esta manera, nuevos nichos de mercado quedarían abiertos a la tecnología incrementando la demanda, y en consecuencia, se esperaría una reducción de costos.

Referencias

- Ahmed, K., 1994. "Renewable Energy Technologies. A review of the status and cost of selected technologies," World Bank, EU.
- Almanza Salgado, R., Muñoz Gutiérrez, F., 1994, "Ingeniería de la energía solar," El Colegio Nacional, México, cap. 9.
- ANES, 2000. Planeación estratégica para desarrollar el aprovechamiento de las energías renovables en México. Informe de la reunión de expertos. Asociación Nacional de Energía Solar, A.C., septiembre de 2000, 48 p.

- ANU, 2005. "ANU's 400-m² Big-Dish", Página web de la Universidad Nacional de Australia "Solar Termal Facilities" <http://engnet.anu.edu.au/DEpeople/Keith.Lovegrove/STG/facilities.html>
- Bals, C., Gerhard, K., 2003. "The Solarmundo Fresnel Light Collector (SFC) can make Solar Energy cheaper than Oil", <http://www.klimaschutz.com/synth/sfc021001.htm>.
- Carpenter, S., S. Kemp, P. Robillard and S. Whittaker, 1999. *Cost Reduction Study for Solar Thermal Power Plants*. The World Bank Washington, D.C.
- DOE & EPRI, 1997. Renewable Energy Technology Characterizations, U.S. Department of Energy and Electric Power Research Institute, Topical Report. USA.
- DOE's CPS Program, USA, 2005, <http://www.energylan.sandia.gov/sunlab/overview.-htm>.
- DLR, 2004. Concentrating solar power now, FMENCNS, Alemania, http://www.solarpaces.org/CSP_BrochureofGerman_BMU.pdf.
- Faninger, G., 2002. Solar thermal collector market in IEA member countries. International Energy Agency, Solar Heating and Cooling Programme, 32 p.
- GEF Council, 2005. Assessment of the World Bank / GEF Strategy for Market Development of Concentrating Solar Thermal Power, June 3-8.
- Geyer, M, Quasching, V., 2000. Solar thermal power: The seamless solar link to the conventional power world, *Renewable Energy World*, July-Aug 2000, p. 184-191.
- Goetzberger A., Hebling Christopher, Schock H-W, 2003. "Photovoltaic materials, history, status and outlook"; *Mat Sci and Enginnering R* 40 1-46.
- González, D. (2004) *Sistemas de energía solar térmica.. Aiguasol Enginyeria*, www.aiguasol.com
- Green M. A., Emery K., Bucher K., King D. L., and Igari S., 2002. "Solar cell efficiency tables (version 19); *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, 7, 321-326.
- IEA, 2003. "Renewables for power generation. Status and prospects", OECD/IEA, Francia.
- ISES, 2004. White Paper "Transitioning to a Renewable Energy Future", International Solar Energy Society, Alemania.
- Jäger-Waldau, A., 2004. "Status of thin film solar cells in research, production and the market"; *Solar Energy* 77, 667-678.
- Kalogirou, S., 2004. "Solar thermal collectors and applications", Elsevier, *Progress in Energy and Combustion Science*, Vol. 30, UK, p. 231-295.
- Keck, T., Schiel, W., 2004. "Envirodish and Eurodish – System and Status," *SolarPaces*, 2004. <http://www.solarpaces.org/EuroEnviroDishISES2003lr.pdf>.
- Mills, D., Morrison, G., 2002. "Compact Linear Fresnel Reflector Solar Thermal Power plants", Elsevier, *Solar Energy*, Vol. 78, UK, P. 263-283.
- Mills, D. R., 2004. Advances in solar thermal electricity technology. *Solar Energy*, Vol. 76, pp. 19-31.
- Mills, D. R., 2001. Solar Thermal Electricity. In J. Gordon (editor), *Solar Energy, the State of the Art*. James & James, Londres (ISBN 1-902916-23-9), pp. 577-651.
- Mills, D., Morrison, G., 2000. Compact Linear Fresnel Reflector Solar Thermal Power plants. *Solar Energy*, Vol. 68, pp. 263-283
- Mills, D., 2004. Advances in solar thermal electricity technology, Elsevier, *Solar Energy*, Vol. 76, UK, p. 19-31.

- Mitchel, R. L., Uijt, C. E., et al., 2002. "PV MaT advances in the photovoltaic industry and the focus of future PV manufacturing R&D", Conference record of The 29th IEEE Photovoltaic Specialist Conference.
- Norton, B. , 2001. Solar Process Heat: Distillation, Drying, Agricultural and Industrial Uses. In J. Gordon (editor), Solar Energy, the State of the Art. James & James, Londres (ISBN 1-902916-23-9), pp. 477-496.
- PSA, 2004, página de la Plataforma Solar Almería, España. <http://www.psa.es/webesp/instalaciones/-discos.html>
- Proyecto "Solar Tres", <http://www.ciemat.es/convocatorias/seminarios/MiguelDomingo.-pdf>.
- Schweiger, H., Farinha Mendes, J., Schwenk, C., Hennecke, K., García Barquero, C., Mitjá i Sarvisé, A., João Carvalho, M., 2001. The Potential of Solar Heat for Industrial Processes, Final Report, Project No. NNE5-1999-0308, European Commission, Directorate General Energy and Transport.
- SENER, 2003. Balance Nacional de Energía de 2003. Secretaría de Energía. www.energia.gob.mx
- SolarPaces, 2004, "CSP-How it Works", Página del acuerdo SolarPaces de la Agencia Internacionalde Energía. http://www.solarpaces.org/csp_technology.htm.
- SolarPaces. 2004b "SAIC/STM SunDish System", Página del acuerdo SolarPaces de la Agencia Internacionalde Energía. <http://www.solarpaces.org/-SUNDISH.HTM>.
- Weiss, W., Rommel, M., 2005. Medium Temperature Collectors. International Energy Agency, Solar Heating and Cooling Programme, Task 33, and Solar PACES, Task IV. Editado por AEE INTEC, Austria.
- Weiss, W., I. Bergmann and G. Faninger, 2004. Solar Heating Worldwide, Markets and Contribution to the Energy Supply. International Energy Agency, SHC Programme.