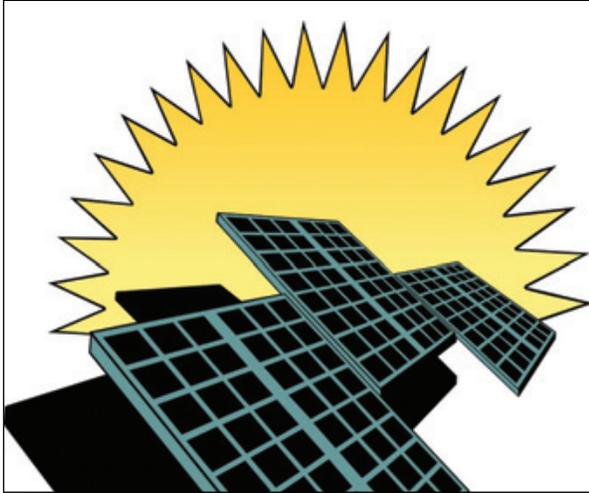


# Energía solar termoelectrica.

## Tecnología y desarrollos



Alberto Abánades-Velasco \*  
 Eva Bernardos-Rodríguez \*  
 Ignacio López-Paniagua \*  
 Celina González-Fernández \*  
 Javier Muñoz-Antón \*

Dr. Ingeniero Industrial  
 Ingeniero Industrial  
 Dr. Ingeniero Industrial  
 Dr. Ingeniero Industrial  
 Dr. Ingeniero Industrial

ETS Ingenieros Industriales (ETSII). Universidad Politécnica de Madrid (UPM).

\* Dpto. de Ingeniería Energética y Fluidomecánica.

José Gutiérrez Abascal 2 - 28006 Madrid - Tel. +34 913 364268

email: abanades@etsii.upm.es

Recibido: 27/07/2010 • Aceptado: 13/10/2010

### Thermoelectric solar energy. Technology and development

#### ABSTRACT

• The European strategies on energy have been searching for years to reduce the dependency of Europe from fossil fuels. Underlying this effort, there exist geopolitical, economic, environmental reasons and the reality that oil reservoirs will dry out some day. Renewable energies have become a milestone of this strategy, now that their huge potential has emerged after years of uncertainty. One of the better developed renewable sources, which is nearer to commercial maturity is solar-thermal energy. In this paper, the current state of this technology will be described as well as the developments that may be expected in the short and mid terms. The reader will acquire a picture of the current state of the market, of the technical challenges already achieved and of the remaining ones, many of them, as will show, only enduring for months or a few years to come.

• **Keywords:** Thermoelectric solar energy, technology, solar concentration, renewable energy.

#### RESUMEN

Las estrategias europeas de energía hace años que vienen persiguiendo avances significativos en la independización energética de Europa de los combustibles fósiles. Detrás de esto existen razones geopolíticas, económicas, ambientales y la realidad de que las reservas de petróleo se agotarán algún día. Las energías renovables se han convertido en un pilar de esta estrategia, visto ya su enorme potencial tras años de incertidumbre. Una de las fuentes de energía renovable de mayor desarrollo y más cercanas a la madurez comercial es la energía termosolar. En este artículo se pretende realizar una descripción del estado de esta tecnología y de los desarrollos que se esperan a corto y medio plazo, con el fin de que el lector tenga una idea del estado actual del mercado, de los retos técnicos superados y de aquellos aún pendientes, muchos, como se verá, a meses o pocos años de serlo.

**Palabras clave:** Energía solar termoelectrica, tecnología, concentración solar, electricidad renovable, cilindro-parabólicos, torre central, *Fresnel*, Disco parabólico.

#### 1. INTRODUCCIÓN

La energía es el motor fundamental del desarrollo económico y social de nuestra Sociedad. Desde la Revolución Industrial, el modelo energético se basa en los combustibles fósiles. El alto consumo energético, la limitación de los recursos fósiles disponibles y los efectos ambientales que se están detectando están provocando que el sector energético intente evolucionar hacia lo que se ha llamado un *modelo energético sostenible*, con un mayor peso de las energías renovables. Una de las alternativas posibles es utilizar la energía solar como fuente primaria y, en concreto, aprovecharla tanto para uso directo como para generar electricidad, uno de los vectores energéticos más importantes.

El potencial de la energía termosolar se pone de manifiesto si tenemos en cuenta que la superficie terrestre recibe del orden de 240 millones de TWh/año de radiación solar de la que el 70% es radiación directa. Aprovechando el conjunto de las superficies áridas o desérticas (7% de la superficie), teniendo en cuenta que solo se puede cubrir con colectores solares 1/3 de ellas aproximadamente por los posibles

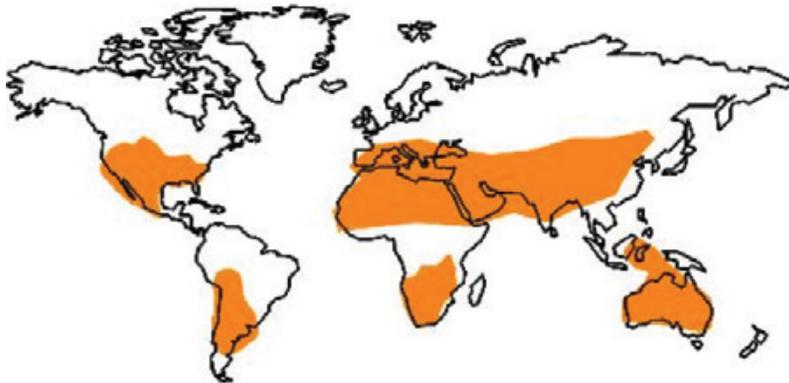


Figura 1: Zonas de viabilidad técnico-económica de la tecnología solar termoeléctrica. Fuente: Comisión Europea

efectos de sombras e interceptación, que el rendimiento típico de conversión es un 15%, y suponiendo que solo un 4% de todo ese territorio tenga infraestructuras para evacuar energía, la producción potencial es del orden de 24000 TWh/año, comparable con los 20201 TWh de electricidad consumida en el mundo en 2008. (Energía 2010). Hay que tener en cuenta que el emplazamiento de una central basada

en esta tecnología debe ser compatible con la instalación de una central térmica, lo que implica disponer de una capacidad de refrigeración suficiente, disponibilidad de agua para las labores de operación y mantenimiento, un ambiente poco abrasivo para evitar el deterioro o el ensuciamiento de los equipos ópticos de concentración y una red eléctrica capaz de evacuar la energía producida. Estos requisitos afectan a la elección del emplazamiento por el coste adicional que puede suponer solventar acondicionarlo con la capacidad suficiente de evacuación y refrigeración.

Este potencial para cubrir parte de la demanda mundial de electricidad es muy razonable. Los análisis globales de viabilidad técnico-económica indican que la zona entorno a los trópicos, llamada *cinturón solar*, es la más indicada para implantar plantas termosolares (Figura 1), por la mayor proporción de radiación solar directa que reciben.

Se está apostando a nivel internacional para el desarrollo de la tecnología termosolar, considerada una de las más relevantes dentro de las renovables, y existen proyectos de plantas termosolares tanto en países desarrollados, al albor de los beneficios fiscales y de tarifa que promueven, como en los países en vías de desarrollo, mediante ayudas a través del Banco Mundial y otros mecanismos de cooperación tecnológica. Toda esta actividad está generando un esfuerzo importante de I+D+i y desarrollo industrial en busca de una tecnología dominante que pueda apuntalar su rentabilidad económica en libre competencia con el resto de tecnologías energéticas.

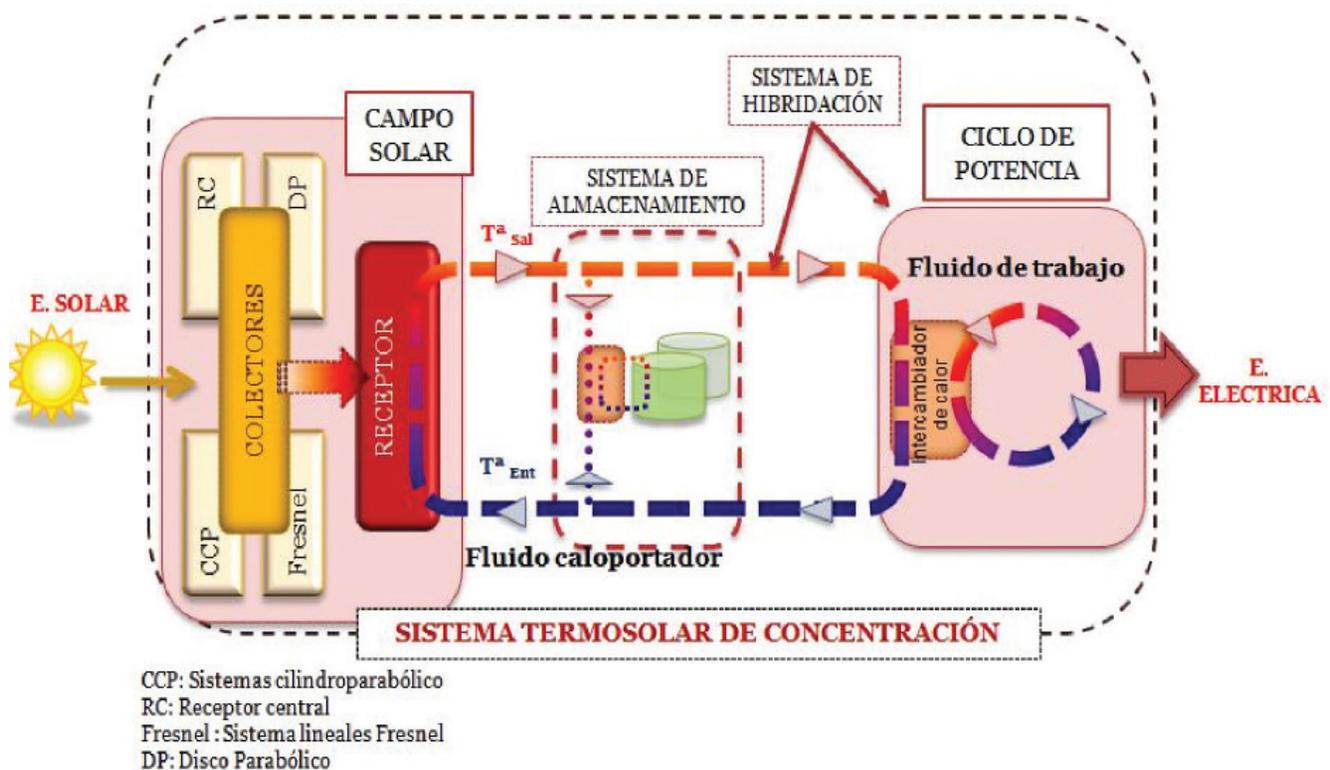


Figura 2: Topología general de un sistema termosolar de concentración para producir energía eléctrica. Fuente: Elaboración propia

## 2. FUNDAMENTOS DE LOS SISTEMAS TERMOSOLARES DE CONCENTRACIÓN

Los sistemas termosolares transforman energía solar en energía térmica calentando un *fluido calorífero* y trasformando esta energía mediante máquinas térmicas, que pueden utilizarla directamente o acoplarse a un generador para producir electricidad. La baja densidad de potencia del recurso solar (máximo 1000 W/m<sup>2</sup> en la superficie terrestre) hace necesario concentrar los rayos solares para alcanzar temperaturas que permitan utilizar el fluido calorífero en ciclos de generación de potencia, por lo que a estos sistemas se les suele llamar *sistemas termosolares de concentración*.

Estos sistemas constan de dos bloques principales (Figura 2): el *campo solar* y el *ciclo de potencia*. Adicionalmente, pueden disponer de *sistema de almacenamiento* y *sistema de hibridación*, que permiten a la planta seguir operando en condiciones cercanas a las nominales en ausencia de recurso solar o cuando es insuficiente.

El campo solar está compuesto por *colectores* que captan y concentran la energía del sol en el *receptor*, fabricado con cualidades adecuadas de absorción/emisión. A través de él circula el fluido calorífero. Cuando se utilizan fluidos distintos en el campo solar y en el ciclo de potencia, se pasa la energía de uno a otro en un intercambiador de calor. El fluido de trabajo acciona la turbina o el motor al que va acoplado un generador eléctrico.

Los *sistemas de almacenamiento* permiten almacenar el exceso de energía del campo solar para cuando sea necesario. Los más empleados tienen uno o varios tanques en los que se almacena la energía en forma de calor sensible o latente de forma directa (cuando es el propio fluido calorífero el almacenado) o indirecta (cuando es otro fluido, u otro medio, el que se almacena).

Los *sistemas de hibridación* combinan el esquema básico de la planta solar con otra fuente de energía. Los empleados hasta el momento consisten en calentadores de combustible fósil (gas natural) para calentar bien el fluido calorífero o bien el fluido de trabajo, siendo el primero el más usual. En algunos casos se hibrida los campos solares con centrales de mayor escala, como ciclos combinados, en los que la generación solar constituye una porción reducida de la energía total, y la energía se produce en la planta principal (Schwarzbozl et al, 2006). Esta opción es muy atractiva desde el punto de vista de costes de generación solar, aunque se ve afectada por la legislación existente en cada país. En el caso de España y de la mayor parte de los países desarrollados, las primas que se otorgan a la generación de energía de origen solar limitan la proporción de energía de origen fósil que se utiliza en la planta, lo que deja fuera del régimen especial los conceptos de hibridación con ciclos combinados, restringiéndose el uso del combustible fósil como complemento para mejorar la operatividad de la central solar.

El funcionamiento de todos estos sistemas de forma conjunta hace que el rendimiento global de la planta dependa de varios factores, siendo uno de los principales las temperaturas de operación de cada uno de los bloques

funcionales descritos. El campo solar tiene un rendimiento que disminuye a medida que se incrementa su temperatura de operación como consecuencia fundamentalmente del incremento de las pérdidas por radiación, que serán proporcionales a  $T^4$ . Por otro lado, una temperatura alta del campo solar implica obtener mejores rendimientos en el bloque de potencia, el cual sigue básicamente la tendencia de la famosa ley de Carnot, incrementándose con la diferencia que se pueda obtener entre el foco frío (condensador) y el foco caliente (fluido calorífero del campo solar). Estas dos tendencias del rendimiento con la temperatura son inversas entre los dos bloques principales, con lo que habrá un punto térmico óptimo de funcionamiento para este tipo de plantas. Este óptimo depende del tipo de planta a través de las pérdidas de su sistema de captación solar. En el caso de las plantas basadas en cilindro parabólicas, estimamos que esa temperatura óptima de operación estaría entre 500-550 °C, también dependiendo de otros factores como pérdida de bombeo, rendimiento de equipos de transferencia térmica que determinan esa horquilla.

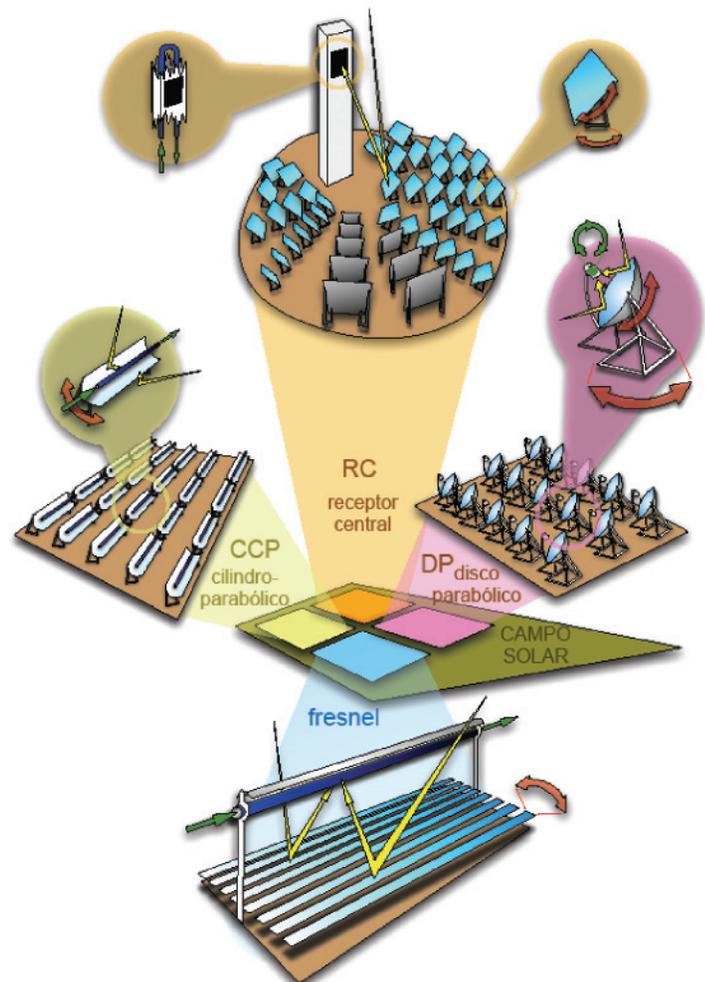


Figura 3: Tipos de tecnologías termosolares. Fuente: Elaboración propia

### 3. TIPOS DE TECNOLOGÍAS TERMOSOLARES

Desde un punto de vista tecnológico y según la geometría del campo solar, pueden distinguirse actualmente cuatro tipos de tecnologías termosolares (Figura 3) cuyas características principales se resumen en la Tabla 1:

- *Colectores cilindroparábolicos (CCP)*: están compuestos por filas de espejos de sección parabólica dotados de seguimiento solar en un eje. Los espejos concentran la radiación solar en el tubo absorbedor situado en el foco de la parábola, por dentro del cual circula aceite térmico como fluido calorífero.
- *Sistemas de receptor central (RC)*: están compuestos por un campo de espejos dotados de seguimiento en dos ejes, denominados heliostatos, que concentran la radiación solar en un receptor situado en una torre a cierta altura. Existen varios tipos de receptores como los exteriores, de cavidad o volumétricos. Los dos primeros utilizan agua o sales fundidas como fluido calorífero mientras que el último utiliza aire.
- *Sistemas de disco parabólico (DP)*: están formados por espejos parabólicos con seguimiento en dos ejes, que concentran la radiación solar en el foco del paraboloide donde se sitúa un motor *Stirling*.
- *Sistemas lineales Fresnel*: formados por hileras de espejos planos situados en la horizontal del suelo que

concentran la radiación solar en un tubo absorbedor, cada uno con su sistema de enfoque independiente, con seguimiento en un eje.

El coste de generación eléctrica con estas tecnologías oscila en torno a 15-18 c€/kWh, lo que constituye uno de los principales escollos para su desarrollo comercial, puesto que no es competitiva todavía en un mercado con tecnologías de generación que presentan un coste de producción que pueden oscilar entre 5 y 9 c€/kWh. No obstante, la apuesta que se está realizando para el desarrollo de la tecnología solar termoeléctrica en forma de ayudas y primas a la generación eléctrica está llevando al desarrollo de la curva de aprendizaje consiguiendo en el que factores como el I+D, la aplicación de la economía de escala y el desarrollo del mercado hacen previsible que el coste se reduzca en el medio plazo al que se obtiene en la generación eléctrica con fuentes más desarrolladas como las de origen fósil.

En la estructura de costes de este tipo de planta, la inversión es la partida fundamental, puesto que el recurso primario es gratuito, con un coste de operación y mantenimiento del orden del 10% del total. La inversión necesaria para instalar este tipo de plantas depende de muchos factores, entre ellos y de forma fundamental, su configuración, estando en el entorno de 3-5 €/W eléctrico instalado.

		Cilindroparábólico (CCP)	Receptor central (RC)	Disco Parabólico (DP)	Sistema lineal Fresnel
Campo solar	Colectores	Espejos cilindroparábolicos	Heliostatos	Espejos parabólicos	Espejos planos
	Seguimiento de los colectores	2D	3D	3D	2D
	Receptor	Tubo absorbedor	Exterior (1) (2) De cavidad (1) (2) Volumétrico (3)	De cavidad	Tubo absorbedor
	Fluido caloportador	Aceite	(1) Agua (2) Sales fundidas (3) Aire	Hidrógeno o Helio	Agua
	Rango de temperaturas ( $T_{Ent}^a - T_{Sal}^a$ ) (°C)	290-390	290-565 (1) (2) 110-700 (3.1) <sup>1</sup> -1100 (3.2) <sup>1</sup>	-750	140-270
Ciclo de potencia	Ciclo Potencia utilizado	Rankine	Rankine Brayton (3.2)	Stirling	Rankine
	Rango de potencia	30-320 <sup>2</sup> MW	10-200 <sup>2</sup> MW	5-25 <sup>2</sup> KW	1,4-200 MW
Sistema de Almacenamiento		Doble tanque de sales fundidas. Otras alternativas en desarrollo	Directo (1) (2) o en doble tanque de sales fundidas (1) o material sólido (3)	En desarrollo	En desarrollo

<sup>1</sup> Dependiendo de si el receptor es volumétrico abierto (3.1) o cerrado (3.2)

<sup>2</sup> Variación entre los años 1997-2030 [DeMeo et al, 1997]

Tabla 1: Principales características de las tecnologías termosolares actuales. Fuente: Elaboración propia

## 4. ESTADO ACTUAL DE LA TECNOLOGÍA

### 4.1. CENTRALES TERMOSOLARES DE TECNOLOGÍA CILINDROPARABÓLICA

Son las más implementadas y las de mayor desarrollo industrial, proporcionando la mayor fuente de electricidad solar mundial (Romero et al 2007). Actualmente, existen 14<sup>1</sup> centrales de esta tecnología en funcionamiento, las últimas tres inauguradas en el año 2009 en España, con 50 MW de potencia cada una (tabla 2). Destacan por el impulso dado a

esta tecnología, la centrales SEGS (Solar Electric Generation Systems) (Kearney, 1999).

Las centrales cilindroparabólicas actuales implementan el esquema de la Figura 4.

Aparte de las considerables mejoras tecnológicas en los colectores y en los tubos absorbedores desde la primera central (Price, 2002), la configuración del campo solar apenas se ha modificado. Todas las centrales han utilizado aceite como fluido caloportador, con la única variación del

	Situación	Años operativa	Potencia (MW)	CAMPO SOLAR		SISTEMA DE ALMACENAMIENTO	SISTEMA DE HIBRIDACIÓN	CICLO DE POTENCIA
				T <sup>a</sup> <sub>Ent</sub> (°C)	T <sup>a</sup> <sub>Sal</sub> (°C)			
DCS	España	1981	0,5		300	Termoclino de aceite	-	-
SEGS I	EEUU	1985	13,8	240	307	Directo compuesto por 2 tanques de aceite con una capacidad de 3h	Sobrecalentador de gas natural	A
SEGS II	EEUU	1986	30	231	316	NO	Caldera de vapor	A
SEGS III	EEUU	1986	30	248	349	NO	Caldera de vapor	A
SEGS IV	EEUU	1986	30	248	349	NO	Caldera de vapor	A
SEGS V	EEUU	1987	30	248	349	NO	Caldera de vapor	A
SEGS VI	EEUU	1988	30	293	390	NO	Caldera de vapor	B
SEGS VII	EEUU	1988	30	293	390	NO	Caldera de vapor	B
SEGS VIII	EEUU	1989	80	293	390	NO	Calentador de aceite	B
SEGS IX	EEUU	1990	80	293	390	NO	Calentador de aceite	B
Saguaro	EEUU	2006	1	120	300	NO*	NO	-
Nevada Solar One	EEUU	2007	64	318	393	Indirecto de sales fundidas con una capacidad de 30 min	Calentador de aceite	B
Andasol	España	2009	50	292	392	Indirecto de sales fundidas con una capacidad de 7,5h	Calentador de aceite	B
Puertollano	España	2009	50	291	391	NO	Calentador de aceite	B
Alvarado	España	2009	50	291	391	NO	Calentador de aceite	B

\*Se pretende dotar a la planta con un tanque Termoclino de almacenamiento.

CICLO DE POTENCIA:

A: Ciclo Rankine regenerativo y sin recalentamiento

B: Ciclo Rankine regenerativo y con recalentamiento

Tabla 2: Principales características de las centrales termosolares cilindroparabólicas. Fuente: Elaboración propia

<sup>1</sup> La planta DCS es una instalación de la Plataforma solar de Almería (PSA) por lo que no puede considerarse una central de energía eléctrica de forma comercial

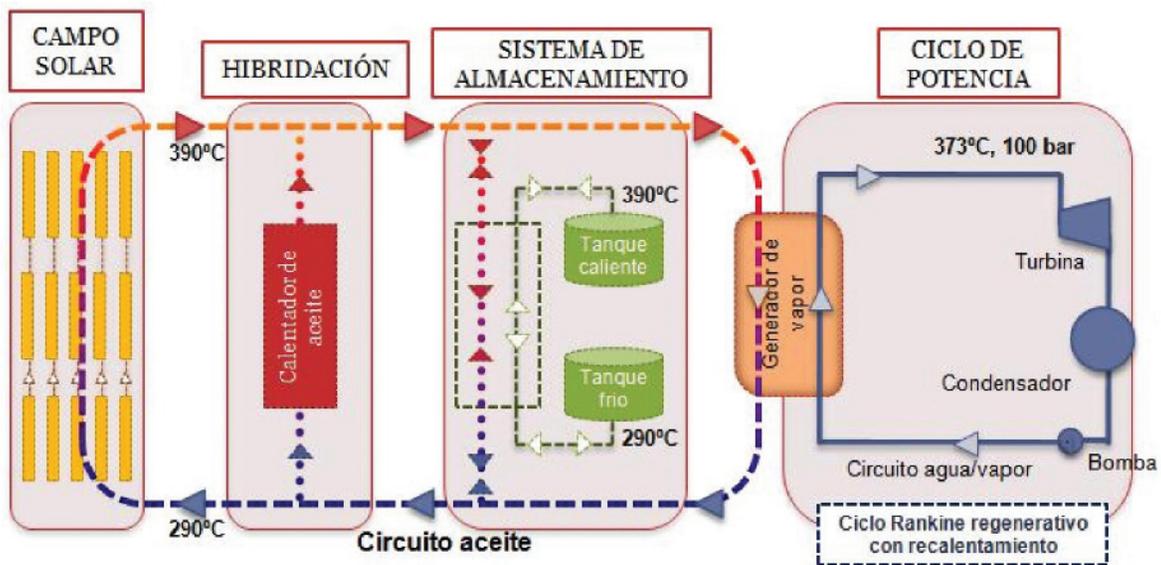
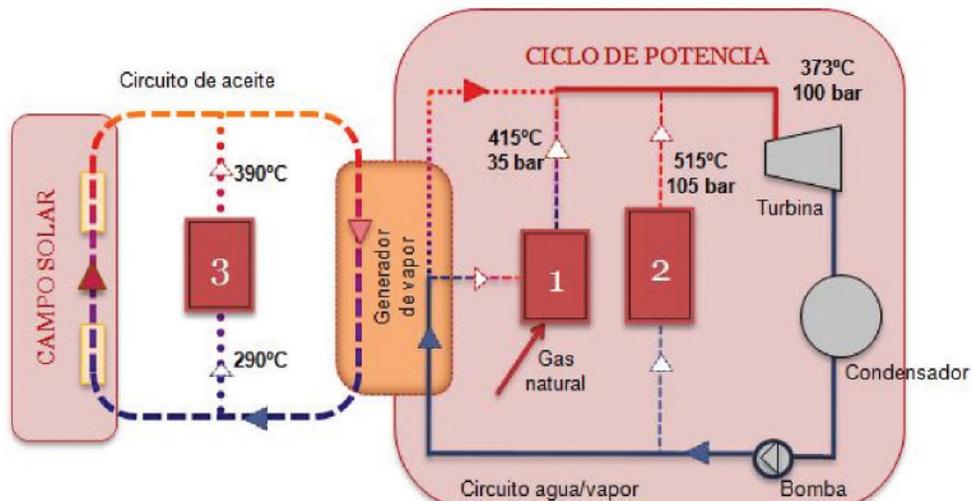


Figura 4: Esquema implementado en las instalaciones termosolares cilindroparabólicas actuales. Fuente: Elaboración propia

rango de temperaturas alcanzado. Las primeras centrales, DCS (*Distributed Collector Systems*) y SEGS I, alcanzaban  $300^{\circ}\text{C}$  y  $315^{\circ}\text{C}$  respectivamente, lo que impedía obtener elevados rendimientos. Las siguientes, cambiando los aceites, llegaron a los  $400^{\circ}\text{C}$  (García Casals, 2001). Las temperaturas de operación de los fluidos caloríferos constituyen una de las limitaciones tecnológicas más importantes para lograr altos rendimientos finales. Se están desarrollando proyectos de I+D para mejorar estas limitaciones mediante otros fluidos caloríferos como sales, vapor o gas.

En cuanto al ciclo de potencia, todas las centrales utilizan un ciclo Rankine. En las centrales SEGS I a SEGS V, el ciclo era altamente regenerativo (6 extracciones) pero no tenía recalentamiento, lo que impedía aumentar la presión y alcanzar las temperaturas máximas permitidas por el aceite. A partir de la SEGS VI, todas las centrales lo tienen, lo que permite llegar a los valores actuales de entrada a la turbina ( $373^{\circ}\text{C}$  y  $100\text{ bar}$ ).

Todas las centrales utilizan agua como fluido de trabajo a excepción de Saguaro. Esta central fue diseñada para



**Sistema de hibridación**

- 1: Sobrecalentador de gas natural
- 2: Caldera de vapor
- 3: Calentador de aceite

Figura 5: Sistemas de hibridación utilizados en las centrales CCP. Fuente: Elaboración propia

funcionar automáticamente, minimizando los costes en operación y mantenimiento. Se utilizó un ciclo de *Rankine* orgánico, donde el fluido de trabajo es el n-pentano ( $C_5H_{10}$ ). Este tipo de ciclos son más sencillos que los tradicionales de agua/vapor, pero sólo son adecuados para plantas de poca potencia como esta (Canada et al, 2004).

Los sistemas de hibridación utilizados en las centrales de la tabla 2 se exponen de manera esquemática en la Figura 5.

Debido al problema expuesto del aceite y para incrementar la temperatura de entrada a la turbina, en la central SEGS I se implementó un sistema de hibridación basado en un sobre-

calentador de gas natural (1). En el ciclo de potencia, el vapor era sobrecalentado en una caldera de gas natural hasta 415°, antes de la turbina. Esta forma de hibridación dependía del recurso solar y daba poca flexibilidad de operación a la planta. Las centrales posteriores (SEGS II a SEGS VII) implementaron una caldera de vapor en paralelo al ciclo de potencia (2) que permitía funcionar de forma sólo solar, sólo fósil o híbrida.

El sistema de hibridación que se utiliza actualmente y utilizado en las SEGS VIII y SEGS IX, es un calentador de aceite en paralelo con el campo solar (3), de forma que las

Fluido caloportador	Central	Situación	Años operativa	Estado actual	Potencia (MW)	SISTEMA DE ALMACENAMIENTO
Sodio líquido	SSPS	España	1981	CE	0,5	Directo de sodio líquido
	Rockwell	EEUU	1981	I	2,5	NO
Agua	Eurelios	Italia	1981	I	1	Sales metálicas y agua
	Sunshine	Japón	1981-1984	I	1	Sales metálicas y agua
	SOLAR ONE	EEUU	1982-1988	I	10	Tanque Termoclino de arena y rocas con aceite como fluido de transferencia de calor
	Arco Solar	EEUU	1982	I	1	No
	CESA-1	España	1983	CE	1	Indirecto en tanques de sales fundidas
	SPP-5	Rusia	1985	CE	5	Directo con vapor
	Instituto Weizmann	Israel	1989	I	2	
	PS10	España	2007-	O	11	Directo compuesto por 4 tanques de vapor saturado con una capacidad de 50 min
	PS20	España	2009-	O	20	
	Sales fundidas	Themis	Francia	1983-1986	I	2,5
MSEE		EEUU	1984-1985	I	0,75	Directo compuesto por dos tanques de sales fundidas con una capacidad de 3h
SOLAR TWO		EEUU	1996-1999	I	10	Directo compuesto por dos tanques de sales fundidas con una capacidad de 3h
Aire	EPRI	Israel		I	0,2 *	
	TSA	España	1991	I	2,5	Almacenamiento Termoclino en bolitas de alúmina
	DIAPR	Israel	1994	I	0,2	
	Julich	Alemania	2009	O	1,5	Almacenamiento en material cerámico

\*La potencia mostrada es térmica

Estado actual:

I: Inoperativa

O: Operativa

CE: Centro de ensayos

Tabla 3: Principales características de las centrales de receptor central. Fuente: Elaboración propia

condiciones del ciclo de potencia se mantengan estacionarias independientemente del tipo de funcionamiento de la instalación.

Por último, el sistema de almacenamiento que se está implementando actualmente y que ya funciona en la central Nevada Solar One y Andasol (Solar Millennium), es un sistema de almacenamiento indirecto de doble tanque basado en sales fundidas<sup>2</sup>: cuando el campo solar suministra más energía de la necesaria, parte del aceite es desviado al sistema de almacenamiento y cede energía a las sales mediante intercambiadores, quedando éstas almacenadas en el tanque caliente. En ausencia de suficiente recurso solar, las sales salen del tanque, calientan el aceite y se almacenan en el tanque frío.

#### 4.2. CENTRALES TERMOSOLARES DE RECEPTOR CENTRAL

Estas centrales surgieron en la década de los 80, cuando fueron inauguradas con carácter experimental una serie de plantas de esta tecnología en España, Italia, Japón, Israel, Francia, Rusia y EEUU. De las centrales expuestas en la Tabla 3, las PS10, PS20 (Osuna et al, 2004) y Jülich (Hennecke et al, 2007) suministran energía actualmente. Las SSPS, CESA-1 en la PSA y la SPP-5 operan como centros de ensayo de nuevos componentes (Romero et al, 2002). El resto están inoperativas.

De la experiencia acumulada de estas centrales han surgido tres líneas tecnológicas (según el fluido caloportador<sup>3</sup>) que son las que actualmente se desarrollan:

- *Vapor saturado:*

Las instalaciones con agua como fluido caloportador han sido las más implementadas en las últimas décadas y hoy en día se consideran una de las principales opciones tecnológicas. Destaca la SOLAR ONE, operativa durante 6 años (1982-1988), que, con 10 MW, demostró la viabilidad de las instalaciones de torre a gran escala.

Las recientemente inauguradas PS10 y PS20 siguen el esquema de la Figura 6, donde vapor de agua saturado sale del receptor y se introduce directamente en la turbina, o bien en un sistema de almacenamiento diseñado únicamente para aliviar los transitorios del recurso solar.

La elección del punto de salida del receptor como vapor saturado está basada en la experiencia de plantas anteriores (Arco Solar, Instituto Weizmann). Las instalaciones que sobrecalentaban el vapor directamente en el receptor (Eurelios, CESA-1 y SOLAR ONE) presentaban problemas de estabilidad y control soportando con dificultad los transitorios (arranques, paradas y presencia de nubes).

Otra opción tecnológica actualmente en desarrollo considera un sistema de almacenamiento en doble tanque con sales fundidas como el de la figura 4 para la tecnología CCP.

- *Sales como fluido caloportador y medio de almacenamiento:*

Este concepto ha sido implementado con éxito en varias instalaciones siendo su principal exponente la central SOLAR TWO. Los tanques de sales fundidas (Figura 7) actúan como

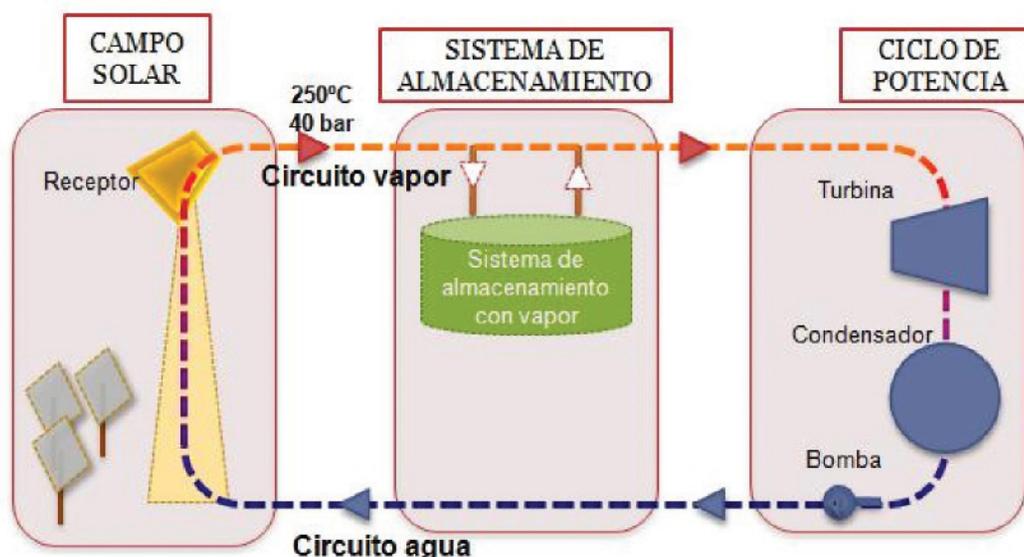


Figura 6: Esquema general de los sistemas de receptor central basados en agua con sistema de almacenamiento directo de vapor. Fuente: Elaboración propia

<sup>2</sup> Mezcla de 60% de  $\text{NaNO}_3$  y 40% de  $\text{KNO}_3$

<sup>3</sup> Las centrales de sodio líquido no tuvieron ninguna evolución debido a la elevada inflamabilidad de este fluido que hace peligrosa su operación en plantas solares

acumuladores de calor desacoplando la generación térmica en el receptor de la de vapor.

Actualmente se siguen dos líneas de investigación principalmente:

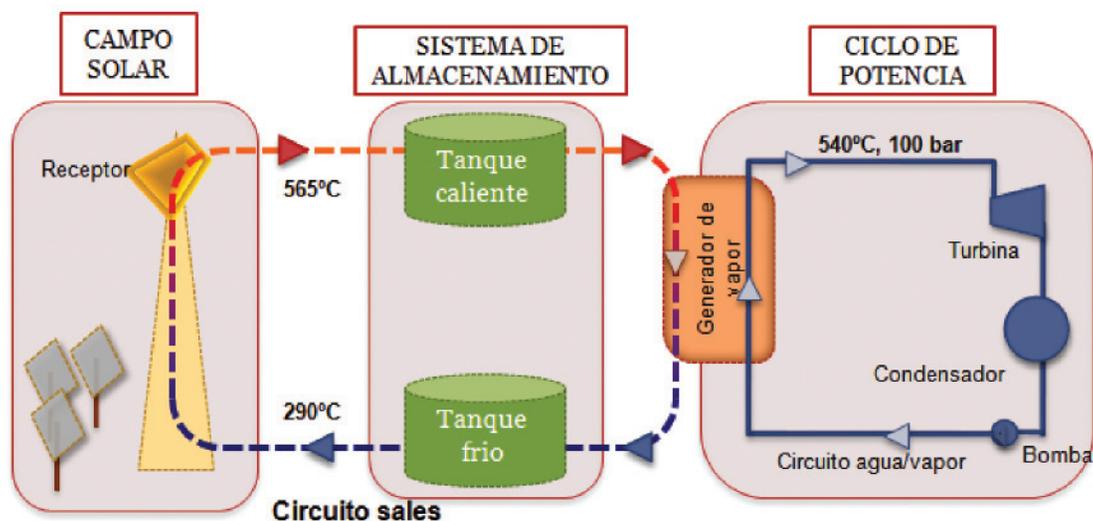


Figura 7: Esquema general de los sistemas de receptor central basados en sales fundidas. Fuente: Elaboración propia

- Aire con receptor volumétrico abierto o cerrado y un medio sólido (rocas...) como medio de almacenamiento:

Las centrales con receptor de aire no han conseguido dar el salto a escala industrial comercial hasta el momento, pero son las que parecen ofrecer un mayor potencial debido a las altas temperaturas alcanzadas. El desarrollo de los receptores volumétricos ha permitido demostrar la viabilidad tecnológica del aire como fluido caloportador, y, en prototipos, ya se han superado los 1000°C.

- Receptor volumétrico abierto con aire atmosférico (Figura 8): el aire a presión atmosférica es calentado en un receptor volumétrico hasta el orden de los 700°C. Los sistemas de almacenamiento constan de un tanque termoclino en que se utilizaría un medio sólido como medio de almacenamiento.
- Receptor volumétrico cerrado con aire presurizado (Figura 9): el aire es comprimido hasta 15 bar. Las temperaturas alcanzadas con estos receptores rondan los 1100°C, lo que permite su aplicación en ciclos Brayton y ciclos combinados.

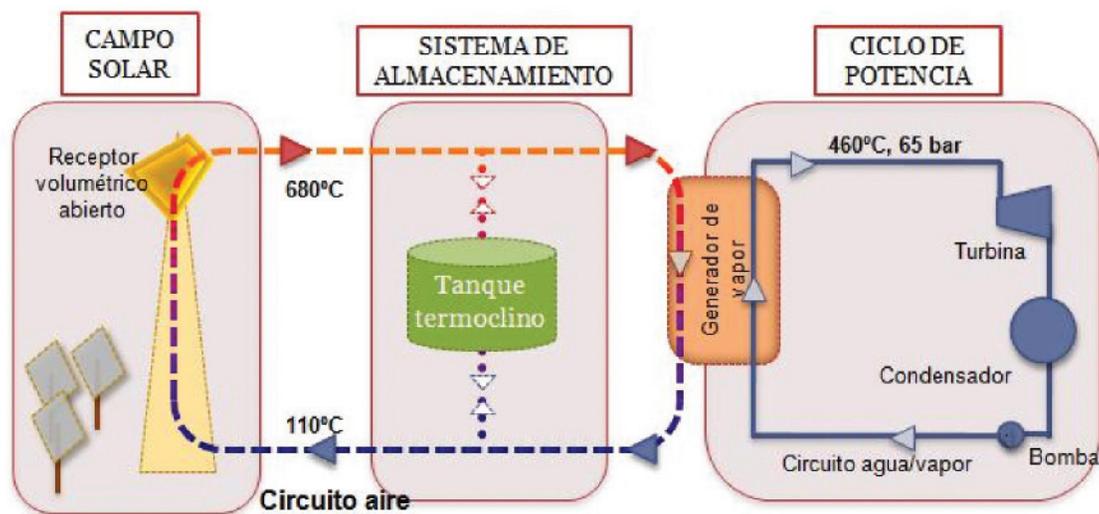


Figura 8: Esquema general de los sistemas de receptor central con receptor volumétrico abierto. Fuente: Elaboración propia

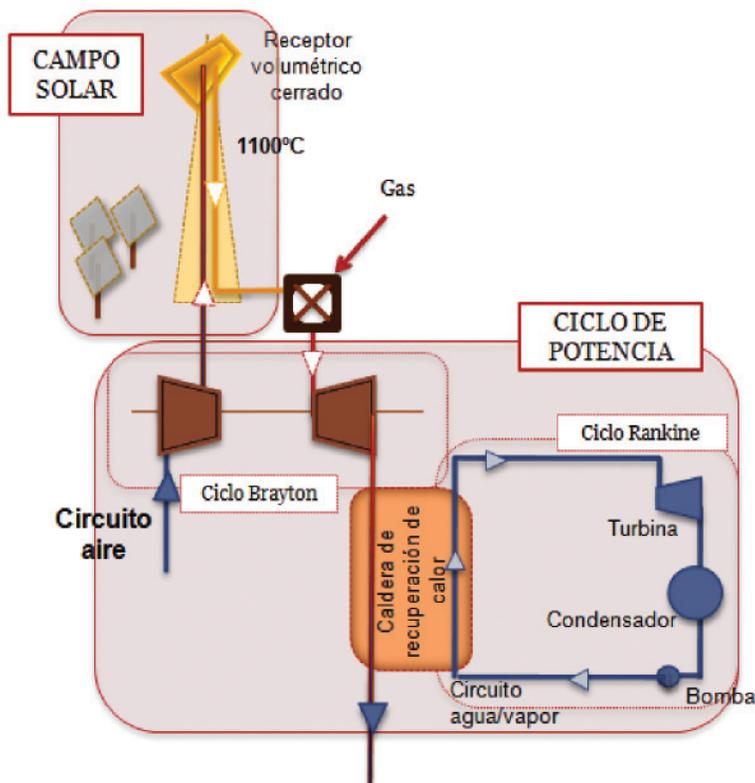


Figura 9: Esquema general de los sistemas de receptor central con receptor volumétrico cerrado. Fuente: Elaboración propia

### 4.3. SISTEMAS DE DISCO PARABÓLICO

Hasta la fecha, la tecnología solar de discos parabólicos emplea motores de ciclo *Stirling*, que es la máquina térmica con mayor rendimiento, lo que permite minimizar los costes de inversión y por tanto el precio de la electricidad producida.



Figura 10: Sistema DISTAL en la Plataforma Solar de Almería. (<http://www.psa.es/webesp/instalaciones/discos.html>)

Esta tecnología, al igual que el resto de las aplicaciones de concentración vistas, se inició al principio de los 70 en Estados Unidos, después de que la crisis del petróleo promoviera la búsqueda de otras fuentes de energía. El desarrollo en los 10 años siguientes fue muy importante y en 1984 se consiguió lo que sigue siendo el mayor rendimiento en un proceso de conversión solar eléctrico, un 29,4%.

Al contrario que las otras tecnologías termosolares de concentración, estos sistemas pueden resultar competitivos desde unidades del orden de 10 kWe, al no llevar asociado un ciclo térmico basado en turbomáquina. De hecho, el rango de potencias de los diseños realizados hasta la fecha comprende desde los 3 hasta los 50 kWe. En la Figura 10 se muestra uno de los prototipos que se han puesto en marcha en la Plataforma Solar de Almería.

Actualmente existen algunos proyectos ambiciosos para el desarrollo de plantas basadas en esta tecnología en Estados Unidos, como los Calico-Solar One, Imperial Valley Solar-Two y Maricopa, con una potencia instalada total proyectada de más de 1500 MW eléctricos, producidos por más de 60000 unidades de discos parabólicos con motor *Stirling*.

### 4.4. RECEPTORES TIPO FRESNEL

En la actualidad, esta tecnología cobra cada vez más fuerza en aplicaciones solares termoeléctricas. Se caracteriza por una menor capacidad de concentración que los cilindroparabólicos y menores temperaturas en el receptor, pero tiene menor coste y mayor facilidad de operación, lo que le da una viabilidad técnico-económica alta. Su aplicación clara está en sistemas de baja-media temperatura, y en el caso de utilizarlo para generación directa de vapor presenta una serie de características muy interesantes, como la nula utilización de componentes móviles.

Los concentradores *Fresnel* están formados por espejos planos alineados con el eje del tubo receptor, cada uno de los cuales refleja la radiación solar directa sobre él (Figura 3). Por encima de éste, una estructura parabólica recoge parte del reflejo para incrementar la eficiencia, puesto que los espejos *Fresnel*, al ser planos, tienen menor capacidad de concentración que otros sistemas 2D, como los cilindroparabólicos. Un colector de esta tecnología se puede ver en la Figura 11.

Existen en la actualidad varios proyectos en marcha de plantas *Fresnel*, entre los que destacan Puerto Errado (1,4 MWe) en Calasparra (Murcia) y Liddell (Australia) con 35 MW térmicos en hibridación con un ciclo combinado, de la que se ha derivado una central en Tavira (Portugal) de 6,5 MW en construcción. En Estados Unidos se cuenta con el proyecto Kimberlina, en Bakersfield (California), con una potencia neta de 5 MW eléctricos (SolarPACES, ref.16).



Figura 11: Fotografía de la planta Fresnel de Puerto Errado 1. Fuente: DYNA, Noticias, 23/04/2009

## 5. TENDENCIAS ACTUALES

Se ha desarrollado una primera etapa de implantación de centrales termosolares, que en España implica la puesta en operación de 182 MW y 1168 MW en construcción. El reto actual es la operación fiable de este parque de centrales que permita madurar esta tecnología comercial e industrialmente, y conseguir establecer sin incertidumbre el coste real de la energía producida y de la inversión, para facilitar el acceso a mecanismos de financiación (Pitz-Pall et al, 2005).

Es de destacar también que en un contexto de dependencia energética de los combustibles fósiles, se están realizando esfuerzos muy importantes para tratar de reducirlos. El caso de Europa es muy significativo a ese respecto. Cabe destacar, en esa dirección, las iniciativas que se están llevando a cabo por parte de la fundación DESERTEC (Desertec, ref. 18) y proyectos europeos como el MED-CSP(SolarPaces, ref 17), que tienen como objetivo la explotación solar del norte de África y su interconexión con Europa.

En el contexto de la realización actual de plantas termosolares, que mayoritariamente están basadas en las tecnologías con mayor experiencia de operación como los campos cilindro-parabólicos y aceite como fluido térmico, están aflorando innovaciones que se están abriendo paso entre los nuevos proyectos comerciales. Entre ellas destacan la puesta en marcha de la tecnología de torre central con generación directa de vapor y la utilización de almacenamiento con sales fundidas, que ya han comenzado a generar electricidad comercialmente.

Otras innovaciones pendientes de un definitivo impulso comercial son las plantas con campo cilindro-parabólico con generación directa de vapor (Zarza, 2004), o con fluidos caloríferos alternativos como sales fundidas o gas, en el que participa un equipo CIEMAT-UPM (PSA, ref 19), que

permitan eliminar la limitación de la temperatura del aceite térmico e incrementar los rendimientos finales. Por otro lado, está pendiente el desarrollo tecnológico del almacenamiento de vapor para operaciones en prorroga temporal, tanto para este tipo de centrales como para el del resto de las tecnologías. El desarrollo de estos proyectos nos indicarán cuáles serán los fluidos caloríferos que se utilicen en el futuro y que, probablemente, sustituyan el aceite térmico que se usa actualmente. Estos fluidos se elegirán en función del tipo de almacenamiento que acabe por imponerse, que tienen como candidato más destacado alguna mezcla novedosa de sales fundidas, sin descartar la opción de sistemas de almacenamiento futuro con materiales de cambio de fase.

Otra de las tendencias actuales es la puesta en marcha de plantas de tecnología *Fresnel*, por su menor coste de inversión y mayor fiabilidad, a pesar del menor rendimiento energético. La utilización de componentes inmóviles en el sistema de recepción de radiación hace a los *Fresnel* un candidato ideal para el desarrollo de sistemas 2-D trabajando con fluidos caloríferos a alta presión, lo que limita actualmente el desarrollo en esa dirección de los cilindro-parabólicos, que cuenta con componentes móviles en el circuito de refrigeración, que, evidentemente, puede ser aplicado también a generación directa de vapor.

Hay iniciativas que se están llevando a cabo por empresas españolas en varios aspectos, como el del desarrollo de tubos captadores, sistemas de almacenamiento, mejora estructural de concentradores, desarrollo de receptores de torre central, o incluso el desarrollo de motores nuevos para concentradores parabólicos, que realizan empresas como Renovalia, Abengoa, Iberdrola, Acciona, Sener, etc, que hacen que España se esté haciendo con una posición muy respetable en el ámbito internacional.

Hay desarrollos ligados a los componentes no-solares de la planta, como el de la mejora del ciclo térmico a través de iniciativas que llevan su optimización o mejora de la capacidad de refrigeración, por ejemplo, mediante condensación por aire, o la reducción de la temperatura del foco frío. Entre los desarrollos futuros también se tiene previsto mejorar la tecnología de las turbinas, tanto de vapor, como de gas, adquiriendo previsiblemente éstas últimas un protagonismo importante debido a sus escasos problemas para trabajar a regímenes variables o en transitorios.

El coste de generación eléctrica con estas tecnologías oscila actualmente entre los 15-18 c€/kWh en los conceptos más comercializados (cilindro-parábolas y torre central). El desarrollo de algunas de las tendencias que se apuntan en este artículo puede suponer lograr reducir el coste de generación hasta el punto en que se pueda hablar de competitividad económica en un mercado liberalizado a medio plazo. En la actualidad, ese desarrollo de la tecnología se está logrando con política de incentivos fiscales y primas en los países desarrollados, que también está provocando el desarrollo de una industria local asociada a esta tecnología.

En los países en que esta política de incentivos es inexistente o no muy elevada, como la mayor parte de

las economías en vías de desarrollo, la penetración de la tecnología solar térmica tiende a realizarse en hibridación con ciclos combinados, en los que la parte solar aporta una porción del total de la energía de la planta. Este tipo de hibridación incrementa ligeramente el coste global de una planta de ciclo combinado, pero permite que sea competitivo sin primas, con alguna ayuda específica a la parte solar. Este es el caso de proyectos actualmente en desarrollo, basados en tecnología cilindroparabólica como el de Mathania (India), con 30 MW solares instalados sobre 140 MW totales, Ain Beni Mathar (Marruecos), con 30 MW sobre 220 MW, o Kuraymat (Egipto), con 30 MW sobre 150 MW, que han contado con el apoyo del Banco Mundial.

## 6. CONCLUSIONES

Se ha mostrado en este artículo el estado actual de la tecnología de generación eléctrica termosolar a través de la descripción de los elementos más importantes que forman una planta de este tipo y los proyectos más significativos que se han desarrollado y se están desarrollando a nivel industrial. La conclusión más significativa de esta foto fija es que se encuentra en un estado de desarrollo industrial que aún no ha logrado una madurez completa a nivel comercial por la necesidad de apoyos para su implantación, pero que se encuentra en un momento aún sin una tecnología claramente dominante, de efervescencia y competencia de ideas. No obstante, la existencia de muchas variantes para su implantación, le confiere una enorme flexibilidad de hibridación con tecnologías actualmente muy maduras como los ciclos combinados, que pueden facilitar significativamente el relevo tecnológico desde un modelo energético de combustibles fósiles hacia un futuro energético más sostenible con una mayor participación de fuentes renovables.

## 7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Canada S, Cohen G, Cable R et al. "Parabolic Trough Organic Rankine Cycle Solar Power plant". *Conference Paper NREL/CP-550-37077*. Presented at the 2004 DOE Solar Energy Technologies, Denver, USA.
- [2] DeMeo E, Galdo J. *Renewable energy technology characterizations*. Department of Energy, Washington DC. 1997. TR-109496 Topical Report, U.S.
- [3] Energía 2010. Foro de la Industria Nuclear Española. [www.foronuclear.org](http://www.foronuclear.org)
- [4] García Casals X. "La energía solar térmica de alta temperatura como alternativa a las centrales térmicas convencionales y nucleares", 2001.

- [5] Hennecke K, Schwarzbolzl P, Koll G et al. The Solar Power Tower Jülich-A solar thermal power plant for test and demonstration of air receiver technology. In *Proceedings of ISES World Congress 2007 (Vol. I – Vol. V) Solar Energy and Human Settlement*.
- [6] Kearney D, "Solar Electric Generating Stations (SEGS)". *IEEE Power Engineering Review*.1999
- [7] Osuna R, Fernández V, Romero S. et al. *PS10: A 11-MW solar tower power plant with saturated steam receiver*. In *Proceedings 12th SolarPACES International Symposium*, C. Ramos and J. Huacuz, eds. 2004.
- [8] Pitz-Pall R, Dersch J, Millow B. *European COncentrated Solar Thermal Road-Mapping*. ECOSTAR Road map document for the European Commission. SES-CT-2003-502578, 2005. 144 p
- [9] Price H, Luepfert E, Kearney D et Al. "Advances in Parabolic Trough Solar Power Technology". *Int. J. Solar Energy Eng*. Vol.124 pp.109-125.
- [10] Romero M, Buck R, Pacheco J. "An Update on Solar Central Receiver Systems, Projects, and Technologies". *Int. J. Solar Energy Eng*. Vol.124 pp.98-108.
- [11] Romero M, Zarza E. "Chapter 21: Concentrating Solar Thermal Power". En: Kreith F, Yogi Goswami D. *Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy*. CRC Press, 2007
- [12] *The parabolic Trough Power Plants Andasol 1 to 3*. Solar Millennium 2010. Disponible en: <http://www.solarmillennium.de/upload/pdf/Andasol1-3spanisch.pdf> (Septiembre 2010)
- [13] Schwarzbolzl P, Buck R, Sugarmen C et al. "Solar gas turbine systems: Design, cost and perspectives" *Solar Energy*.Vol 80. p1231-1240
- [14] Winter C, Sizmann R, Vant-Hull L. *Solar Power Plants*. Berlin: Springer.(1991)
- [15] Zarza E, Rojas E, González L et al. *INDITEP: The first DSG precommercial solar power plant*. In *Proceeding submitted to the 12th Solar PACES International Symposium, held in Oaxaca (México) in October 6th-8th. 2004*.
- [16] <http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/> (Septiembre 2010)
- [17] [http://www.solarpaces.org/Library/MED-CSP\\_05/med-csp.htm](http://www.solarpaces.org/Library/MED-CSP_05/med-csp.htm) (Septiembre 2010)
- [18] <http://www.desertec.org/> (Septiembre 2010)
- [19] <http://www.psa.es/webespl/instalaciones/parabolicos.php#co2> (Septiembre 2010)