

# CAPÍTULO 1.

## INTRODUCCIÓN A LAS CENTRALES SOLARES TERMOELÉCTRICAS DE CCP.



## Índice

Índice de figuras .....	4
Glosario .....	5
1 Introducción.....	7
2 Contexto Energético Actual.....	7
2.1 Evolución del consumo e intensidad energética en España .....	7
2.1.1 Evolución de la producción de energía hasta 2009 .....	7
2.1.2 Evolución del consumo de energía primaria y final hasta el 2009.....	7
2.1.3 Evolución del consumo primario y final a partir de energías renovables en 2009.....	9
2.1.4 Evolución de la producción eléctrica con energías renovables .....	10
2.1.5 Previsiones .....	10
3 Clasificación de los sistemas termosolares de concentración.....	11
4 Captador cilindro parabólico .....	15
4.1 Componentes principales de un CCP .....	16
4.2 Parámetros básicos de un CCP.....	21
4.3 Pérdidas en un CCP.....	22
4.4 Rendimiento de un CCP.....	26
5 Descripción de una central solar termoeléctrica de captadores cilindro parabólico.....	28
5.1 Campo de captadores .....	29
5.2 Sistema de almacenamiento térmico .....	29
5.3 Generador de vapor .....	31
5.4 Caldera auxiliar de combustión fósil.....	31
5.5 Depósito de expansión .....	32
5.6 Sistema de Conversión de Potencia .....	32
5.7 Sistema de Fluido Térmico HTF.....	34
6 Biomasa .....	34
6.1 Obtención de la energía.....	34
7 Referencias .....	36

## Índice de figuras

Figura 1.	Evolución del consumo de energía primaria .....	8
Figura 2.	Evolución del consumo energías renovables.....	9
Figura 3.	Consumo energía primaria año 2009 .....	9
Figura 4.	Producción eléctrica año 2009 .....	10
Figura 5.	Captador cilindro parabólico.....	11
Figura 6.	Concentrador lineal tipo Fresnel. ....	12
Figura 7.	Sistema de receptor central. ....	12
Figura 8.	Discos parabólicos. ....	13
Figura 9.	Esquema de funcionamiento de la planta SEGS-VIII y SEGS-IX.....	14
Figura 10.	Cuadro resumen de las plantas SEGS .....	15
Figura 11.	Principio de funcionamiento de un colector cilindro parabólico.....	16
Figura 12.	Partes de un captador cilindro parabólico .....	17
Figura 13.	Tubo absorbente de un captador cilindro parabólico .....	18
Figura 14.	Seguimiento solar de un CCP.....	19
Figura 15.	Principales orientaciones del eje de giro de un CCP.....	20
Figura 16.	Vista de la estructura del captador EUROTROUGH en posición de abatimiento ....	20
Figura 17.	Parámetros de un CCP. ....	22
Figura 18.	Pérdidas geométricas debidas a sombras entre filas paralelas.....	23
Figura 19.	Corte longitudinal de un CCP, mostrando el ángulo de incidencia.....	23
Figura 20.	Pérdidas geométricas “de final” en un CCP.....	24
Figura 21.	Pérdidas ópticas de un CCP .....	24
Figura 22.	Balance térmico en la sección del tubo absorbente .....	26
Figura 23.	Rendimiento global de un CCP en función de la temperatura, para $\varphi= 0^\circ$ .....	28
Figura 24.	Central energética termosolar con campo de CCP .....	28
Figura 25.	Vista de un campo típico de captadores cilindro parabólicos. ....	29
Figura 26.	Tanque de almacenamiento de sales ensayado en la PSA.....	30
Figura 27.	Esquema básico de un ciclo de Rankine .....	32
Figura 28.	Proceso de Generación de Biomasa .....	35

## Glosario

### ÍNDICE DE SÍMBOLOS

A	Abertura de un captador
C	Razón de concentración geométrica
D	Diámetro exterior del tubo absorbedor
F	Distancia focal
$I$	Radiación solar directa
$h_{ent}$	Entalpía del fluido de trabajo a la entrada al colector
$h_{sal}$	Entalpía del fluido de trabajo a la salida del colector
L	Longitud del concentrador parabólico
K	Modificador por ángulo de incidencia
$q_m$	Caudal másico del fluido de trabajo
$Q_L$	Pérdidas térmicas globales
$P_{sol}$	Potencia solar incidente sobre el captador
$P_{útil}$	Potencia térmica útil suministrada por el captador
$S_c$	Área de apertura de la superficie reflexiva del captador
T	Temperatura

### ÍNDICE DE SÍMBOLOS GRIEGOS

$\alpha$	Absortividad
$\eta_{global}$	Rendimiento global
$\eta_{opt,0^\circ}$	Rendimiento óptico pico
$\eta_{th}$	Rendimiento térmico
$\rho$	Reflectividad
$\tau$	Transmisividad
$\theta$	Ángulo de aceptación
$\Phi$	Ángulo de abertura
$\varphi$	Ángulo de incidencia

## **ÍNDICE DE ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS**

AIE	Agencia Internacional de la Energía
CCP	Captador cilindro parabólico
CPC	Concentradores parabólicos compuestos
DISS	<i>Direct Solar Steam</i>
PCS	Power Conversión System
PER	Plan de Energías Renovables
PANER	Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España
RSU	Residuos Sólidos Urbanos
SEGS	<i>Solar Electricity Generating Systems</i>

## **1 Introducción**

El objetivo de este capítulo es meramente informar al lector sobre las características y el funcionamiento de una planta termosolar con tecnología de captadores cilindro parabólicos, para facilitar la comprensión y seguimiento del resto del proyecto.

## **2 Contexto Energético Actual**

Este apartado ha sido creado a partir de los documentos [PER, 2005-2010] y [PANER, 2011-2020]. Algunas partes han sido extraídas directamente de estos documentos.

### **2.1 Evolución del consumo e intensidad energética en España**

#### **2.1.1 Evolución de la producción de energía hasta 2009**

España se caracteriza, desde un punto de vista energético, por una estructura de consumo dominada por la presencia de productos petrolíferos, importados la mayoría desde el exterior, lo que, junto a una reducida aportación de recursos autóctonos, ha contribuido a una elevada dependencia energética, y por tanto a un reducido grado de abastecimiento. Pero a partir del año 2005 esta situación experimenta un cierto cambio en el marco de las políticas actuales de planificación en términos de energías renovables y de eficiencia energética, lo que ha posibilitado una mayor penetración de energías renovables en la cobertura a la demanda interior y un aumento del grado de autoabastecimiento.

#### **2.1.2 Evolución del consumo de energía primaria y final hasta el 2009**

La demanda energética, expresada en términos de energía primaria y energía final, ha experimentado una tendencia al alza en las últimas décadas, en las cuales han tenido lugar varias crisis energéticas y económicas a nivel mundial con impacto negativo en la actividad económica y la demanda energética en muchos de los países desarrollados. En los años setenta, esta circunstancia sirvió de punto de inflexión en los países occidentales para llevar a cabo políticas orientadas a la reducción de la dependencia energética y la mejora de la eficiencia de los consumos, aunque en España esto se manifestó casi con una década de retraso.

La posterior expansión económica de nuestro país, tras la incorporación a la Unión Europea en 1986, incrementó la capacidad de poder adquisitivo, reflejado por ejemplo en la adquisición de equipamientos automovilísticos y domésticos y en el desarrollo del sector inmobiliario. Estos factores fueron decisivos en la tendencia al alza del consumo energético.

Desde la crisis financiera de principios de los 90, la economía española recorrió una década de crecimiento, constituyéndose una sostenida etapa expansiva. Sin embargo a partir del año 2008 la economía sufrió una disminución de sus índices macroeconómicos, dando paso a un período de recesión. Esta etapa fue originada principalmente por la contención del crédito bancario, las subidas del tipo de interés y el alza en los precios del petróleo.

El año 2009, año de referencia para la elaboración del Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (en adelante PANER), refleja por una parte el buen cambio que se había venido registrando en los últimos años en cuanto a mejoras de eficiencia, pero que por otra, refleja también el efecto de esta crisis, lo que en su conjunto provocan un descenso importante de la demanda energética, que cayó en este año por primera vez desde 1981, según la Agencia Internacional de la Energía (AIE).

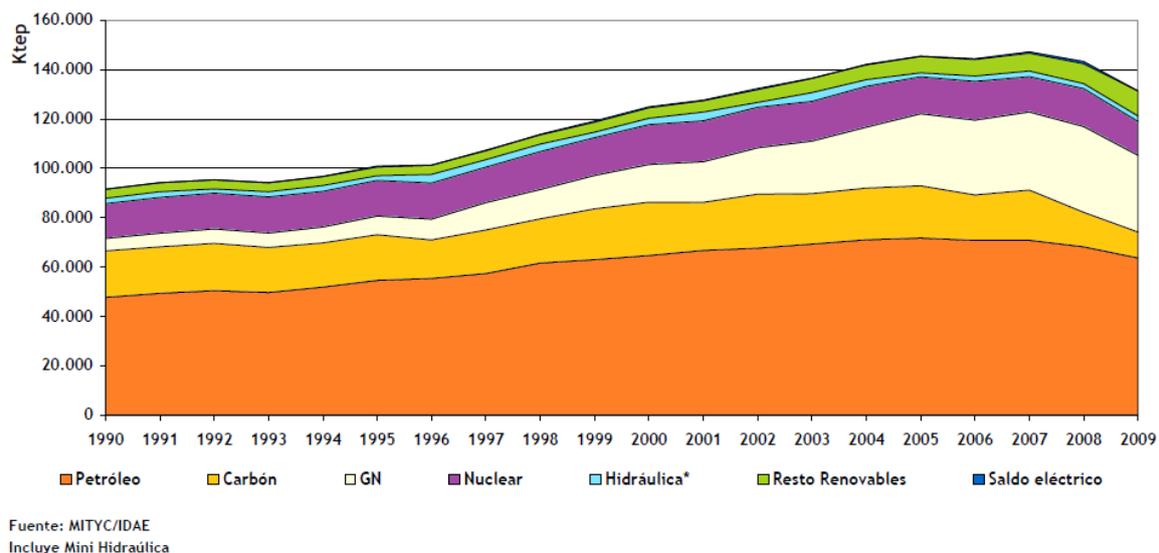


Figura 1. Evolución del consumo de energía primaria

En España, la presencia del petróleo y sus derivados en el consumo de energía primaria es notablemente superior a la media europea. Esto, unido a la baja producción interior de energía, que está prácticamente centrada en los recursos energéticos renovables, en la producción nuclear y la baja contribución del carbón nacional, conlleva a una alta dependencia exterior, cercana al 80%. En los últimos años se vienen realizando planificaciones de eficiencia energética y energías renovables, estando vigentes actualmente la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012 (E4) y el Plan de Energías Renovables 2005-2010, que es el marco de desarrollo de los recursos energéticos renovables en nuestro país.

En el año 2009, se observa que el consumo de energía primaria fue de 130 508 ktep con una disminución del 8,3% respecto al año anterior, una tendencia a la baja iniciada a partir del año 2005.

En el siguiente gráfico se presenta la evolución del consumo primario de energías renovables para el periodo 1990-2009, además de los objetivos de consumo primario del PER 2005-2010.

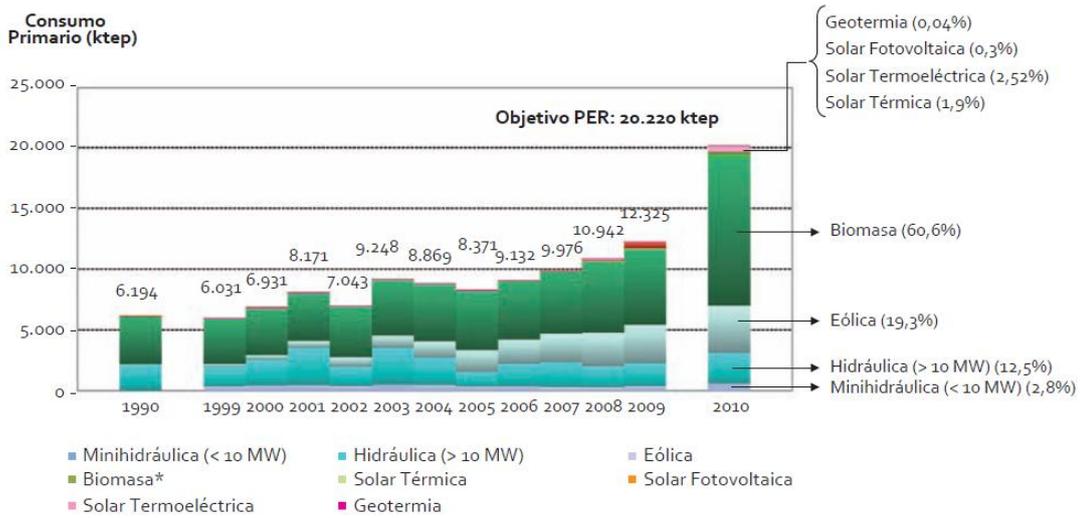


Figura 2. Evolución del consumo energías renovables

### 2.1.3 Evolución del consumo primario y final a partir de energías renovables en 2009

Las energías renovables en España han evolucionado con una participación cada vez más creciente en el sistema energético, que se evidencia en la cobertura de la demanda, expresada tanto en términos de energía primaria como final, desde el año 2005.

En el año 2009, las energías renovables supusieron un 9,4% (7,7% en 2008). del abastecimiento de energía primaria, aumentado en un 22,8%, y superaron el 12% (10,3% en 2008) en términos de energía final bruta, de acuerdo con lo establecido en el PER 2005-2010 de una cobertura de las energías renovables sobre el consumo total de energía para 2010 de un 12%, siendo esta energía el nuevo indicador de contribución de las energías renovables según la Directiva 2009/28/CE de fomento de las energías renovables.

A este aumento de las energías renovables en la energía primaria contribuyeron sobre todo los incrementos de consumos primarios asociados a la energía solar, los biocarburantes y la energía eólica, que en 2009 experimentaron una gran actividad. Sin embargo se observa que fue la biomasa el recurso renovable más relevante, con casi el 50% de toda la producción de energía primaria procedente de las energías renovables.

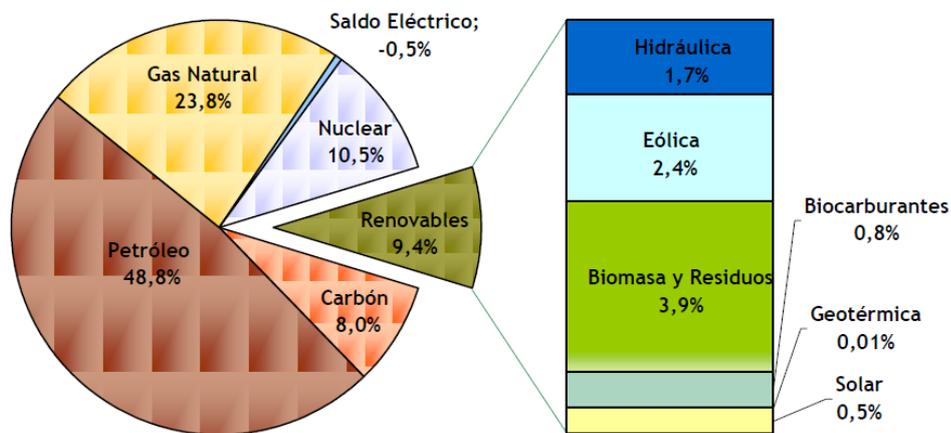


Figura 3. Consumo energía primaria año 2009

### 2.1.4 Evolución de la producción eléctrica con energías renovables

En la última década, la producción eléctrica bruta de origen renovable ha experimentado un incremento superior al 40%, alcanzando en el año 2009 el 24,7% de la producción total en España.

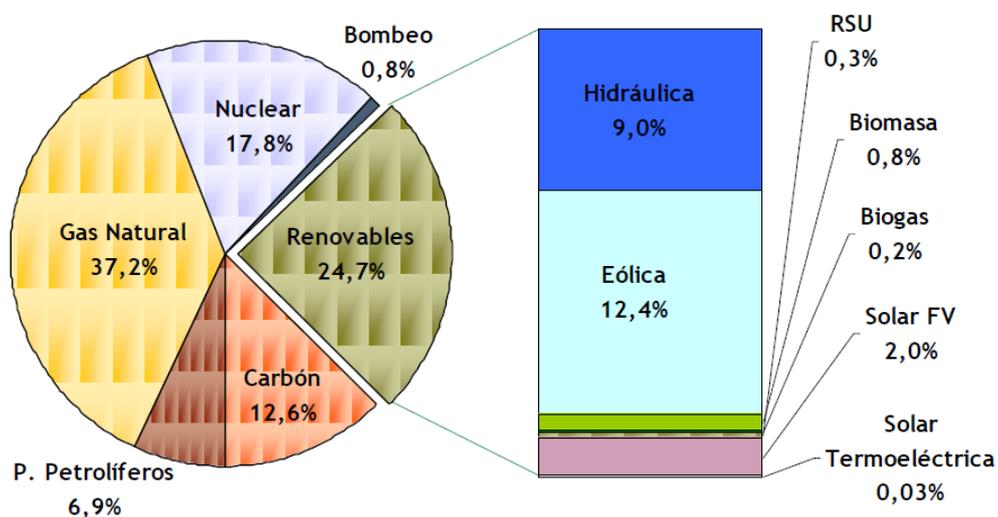


Figura 4. Producción eléctrica año 2009

### 2.1.5 Previsiones

Con el año 2010 finaliza el periodo del aún vigente Plan de Energías Renovables 2005-2010. A partir de entonces será necesaria una nueva planificación para las energías renovables, tal y como preveía el RD 661/2007 de régimen especial. En estos momentos, se encuentra en estado de elaboración un nuevo Plan de Energías Renovables al 2020, que retomará el desarrollo de las tecnologías renovables con mayor maduración, y profundizará en el desarrollo de áreas renovables más incipientes pero con destacable potencial para nuestro país. Este nuevo plan con horizonte al 2020 asumirá los compromisos adquiridos por la Directiva de Energías Renovables 2009/28/CE, traduciéndose para España en alcanzar un 20% de cobertura renovable sobre el consumo final en 2020.

El consumo mundial de la energía aumentará entorno al 40% de aquí al año 2030 según las previsiones de la Agencia Internacional de la Energía, debido fundamentalmente a la creciente demanda de las economías emergentes, destacando China e India, que representarán más del 50% del incremento de la demanda.

### 3 Clasificación de los sistemas termosolares de concentración

La información para la clasificación de los sistemas termosolares de concentración que se realiza en este apartado, y la descripción de una central solar termoeléctrica de captadores cilindro parabólicos que se realiza en el siguiente, se extrae principalmente de los documentos [SILVA PÉREZ, M.A., 2008], [CIEMAT, 2009] y de [ZARZA MOYA, E.].

La radiación solar directa puede ser aprovechada a alta y media temperatura mediante sistemas de concentración, siendo transferida dicha energía mediante un fluido térmico hacia algún proceso posterior. Entre las principales tecnologías de este sistema destacan:

**A) Sistemas cilindro parabólicos:** estos sistemas utilizan espejos en forma de canales parabólicos que enfocan la luz solar sobre receptores tubulares de alta eficiencia, por los cuales circula un fluido térmico. Este fluido, normalmente 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. La eficiencia solar-eléctrica alcanzada por estas centrales está sobre el 15%.



Figura 5. Captador cilindro parabólico.  
[<http://www.solarweb.net>]

**B) Concentradores lineales tipo Fresnel:** tecnología de un solo eje de seguimiento, que difiere del captador cilindro parabólico en que el absorbedor está fijo en el espacio, en la zona focal. Utiliza reflectores planos, simulando un espejo curvo por variación del ángulo ajustable de cada fila individual de espejos, en relación con el absorbedor. Destaca por la sencillez constructiva y por su bajo coste. Las eficiencias solar-eléctrica alcanzadas por estas centrales están en el rango del 8 a 10%.



Figura 6. Concentrador lineal tipo Fresnel.  
[ [http:// www.solarpaces.org](http://www.solarpaces.org)]

**C) Sistemas de receptor central:** constituidos por captadores solares denominados helióstatos que concentran la radiación solar en un punto fijo situado a cierta altura sobre una torre. Al ser un sistema tridimensional su capacidad de concentración es muy elevada, y puede alcanzar temperaturas superiores a los  $1000^{\circ}\text{C}$  pudiendo así integrar ciclos Brayton operando con aire, aunque esta tecnología está aún en desarrollo.



Figura 7. Sistema de receptor central.  
[ <http://www.solarweb.net>]

**D) Discos parabólicos:** se componen de una serie de reflectores formando un paraboloide de revolución que concentran los rayos solares en el foco del paraboloide donde se sitúa el receptor y el conjunto generador. La obtención de potencia eléctrica se realiza a través de la transferencia de potencia térmica de la radiación solar directa concentrada sobre el fluido de trabajo. Se trata de un sistema con alto rendimiento, siendo actualmente la más eficiente de todas las tecnologías solares, con cerca de 25% de eficiencia neta de conversión de la energía solar a eléctrica.



Figura 8. Discos parabólicos.  
[ [www.sitiosolar.com](http://www.sitiosolar.com)]

De las cuatro tecnologías actuales, las centrales de captadores cilindro parabólicos son las que cuentan actualmente con una mayor experiencia comercial. Las nueve plantas SEGS (*Solar Electricity Generating Systems*) construidas en California en los años ochenta, con sus más de 2,5 millones de metros cuadrados de concentradores, son el mejor ejemplo del estado del arte de esta tecnología. Con una capacidad de producción en régimen comercial de 354 MW, las plantas SEGS han acumulado una gran experiencia.

Las plantas SEGS típicas carecen de almacenamiento térmico, pero cuentan con calderas de gas auxiliares que pueden ser usadas tanto como complemento del campo solar, como para generar electricidad en periodos en los que no existe radiación solar disponible (días nublados y durante la noche).

Las centrales termosolares de captadores cilindro parabólicos son las que presentan actualmente un menor coste para generar electricidad. El coste de la electricidad generada por las plantas de captadores cilindro parabólicos que se están implementando en estos momentos está entre los 10 y 20 c€/kWh, dependiendo del tamaño de la planta y de la insolación disponible. Además, la tecnología de las plantas termosolares de CCP está totalmente probada y disponible.

El escaso riesgo, desde el punto de vista tecnológico que conlleva la instalación de plantas tipo SEGS es la causa de que existan en la actualidad varias empresas promoviendo la instalación de plantas termosolares de este tipo en un buen número de países con un buen nivel de insolación (Brasil, Egipto, España, Grecia, India, México y Pakistán).

Las centrales termosolares pueden contar con un sistema de almacenamiento y/o de hibridación que ayuda a que la central siga funcionando cuando hay intervalos de nubes o periodos sin sol. Esto también aporta una capacidad de gestionabilidad que no tienen otras energías renovables, pues permite dosificar la energía según los picos y caídas de la demanda energética diaria.

El almacenamiento puede complementarse o sustituirse con un sistema auxiliar de gas natural o biomasa, lo que ofrece una oportunidad importante de reducir los costes de la electricidad generada.

En la siguiente figura se muestra el esquema básico operativo de las plantas termosolares de tecnología cilindro parabólica SEGS-VII y SEGS-IX.

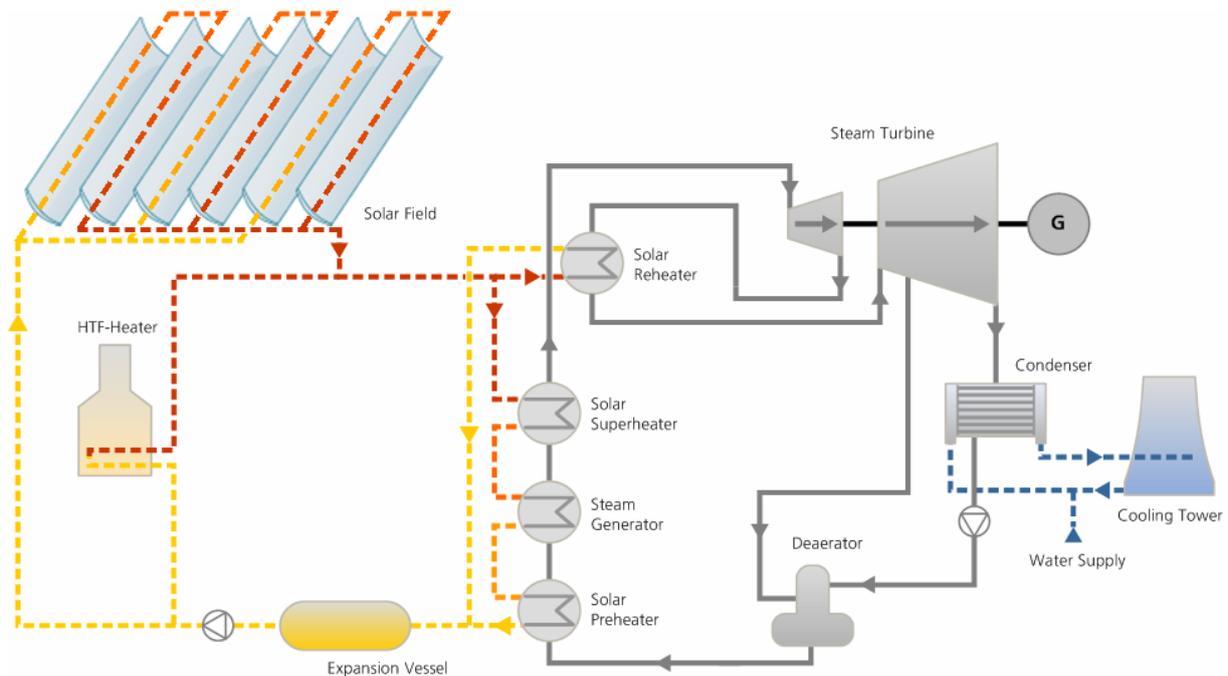


Figura 9. Esquema de funcionamiento de la planta SEGS-VIII y SEGS-IX.

En el esquema de las plantas SEGS de la Figura 9, un campo solar compuesto por filas paralelas de captadores cilindro parabólicos conectados en serie convierte la radiación solar directa en energía térmica, calentando el aceite que circula por los tubos absorbentes de los colectores solares. El aceite así calentado, es posteriormente enviado a un generador de vapor de tres etapas (precalentador, evaporador y sobrecalentador) y también un recalentador. El vapor producido por el generador de vapor pasa a la turbina de alta presión, donde después de expandirse y transformar su energía térmica en energía mecánica, sale al recalentador nombrado anteriormente donde eleva su temperatura antes de introducirse en la turbina de baja presión, donde vuelve a expandirse y generar más energía mecánica. De la turbina de baja pasa al condensador. Una vez condensada, el agua vuelve al generador de vapor después de haber sido desaireada y precalentada en el desgasificador, el cual se nutre de una extracción realizada en la turbina de baja. También se puede observar en el esquema un calentador de aceite, el cual se utilizara para calentar el mismo en los periodos de baja radiación solar.

Se muestra un resumen de las características principales de las nueve plantas SEGS, todo un referente y pioneras en el campo de la generación eléctrica mediante sistemas solares de concentración de tecnología cilindro parabólica:

Planta	Localización	1 <sup>er</sup> año operación	Potencia (MW <sub>e</sub> )	T salida campo solar (°C)	Área campo solar (m <sup>2</sup> )	Energía anual de salida (GWh)
SEGS I	Daggett, CA	1985	13,8	307	82.960	30,100
SEGS II	Daggett, CA	1986	30	316	190.338	80,500
SEGS III	Kramer Junction, CA	1987	30	349	230.300	92,780
SEGS IV	Kramer Junction, CA	1987	30	349	230.300	92,780
SEGS V	Kramer Junction, CA	1988	30	390	250.500	91,820
SEGS VI	Kramer Junction, CA	1989	30	390	188.000	90,850
SEGS VII	Kramer Junction, CA	1989	30	390	194.280	92,646
SEGS VIII	Harper Lake, CA	1990	80	390	464.340	252,750
SEGS IX	Harper Lake, CA	1991	80	390	483.960	256,125

Figura 10. Cuadro resumen de las plantas SEGS  
 [[http://www.nrel.gov/csp/troughnet/power\\_plant\\_data.html](http://www.nrel.gov/csp/troughnet/power_plant_data.html)]

## 4 Captador cilindro parabólico

Un captador cilindro parabólico (CCP) está formado por una superficie reflectante cilindro-parabólica, cuyo foco es lineal y hace el seguimiento solar en un eje. Este reflector refleja la radiación solar directa del sol, concentrándola en un receptor tubular localizado en el foco de la parábola, por el que circula el fluido de transferencia de calor. Debido a la forma parabólica del receptor, la concentración en el foco está en el rango de 30 a 100 veces la intensidad normal. Esta radiación solar concentrada calienta el fluido que circula por el interior del tubo receptor, de manera que la radiación sea transformada en energía térmica en forma de calor sensible del fluido que está recorriendo el receptor. La concentración óptica hace que tan solo la radiación solar directa sea aprovechable por el colector, exigiendo además un seguimiento continuo al Sol por parte del colector a lo largo del día conforme describe su trayectoria.

Normalmente, el seguimiento se realiza en un eje con orientación este/oeste o norte/sur. Los CCP operan con rendimientos aceptables hasta temperaturas de 450 °C aproximadamente, debido al incremento del término de pérdidas en el balance térmico en el absorbedor con el aumento de la temperatura, como se puede ver en la figura.

La concentración óptica de la radiación solar hace que la superficie del tubo absorbente sea bastante inferior a la de apertura del colector, lo que provoca una reducción de las pérdidas térmicas en el tubo absorbedor, debido a que las pérdidas térmicas son proporcionales a la superficie del absorbedor.

Los CCP, dependiendo del sistema utilizado, pueden tener una baja caída de presión al circular el fluido de trabajo por el tubo absorbedor. Además las pérdidas térmicas durante la noche son pequeñas, al tener el tubo absorbente poca cantidad de fluido y un diseño especial.

La figura muestra un esquema de un CCP que ilustra su modo de funcionamiento.

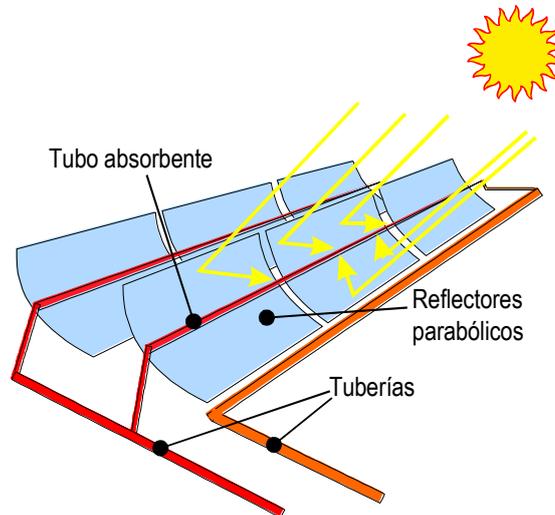


Figura 11. Principio de funcionamiento de un colector cilindro parabólico.

En los campos de CCP, varios captadores se unen en serie para formar filas o lazos que, a su vez, se conectan en paralelo hasta conseguir la potencia térmica deseada.

#### 4.1 Componentes principales de un CCP

Un captador cilindro parabólico está compuesto por las siguientes partes como se puede observar en la Figura 12 y que serán detalladas a continuación:

- El reflector cilindro parabólico
- El tubo absorbente
- El fluido de transferencia de calor o fluido de trabajo
- El sistema de seguimiento del sol
- La cimentación
- La estructura metálica
- La transmisión
- Conexión entre colectores

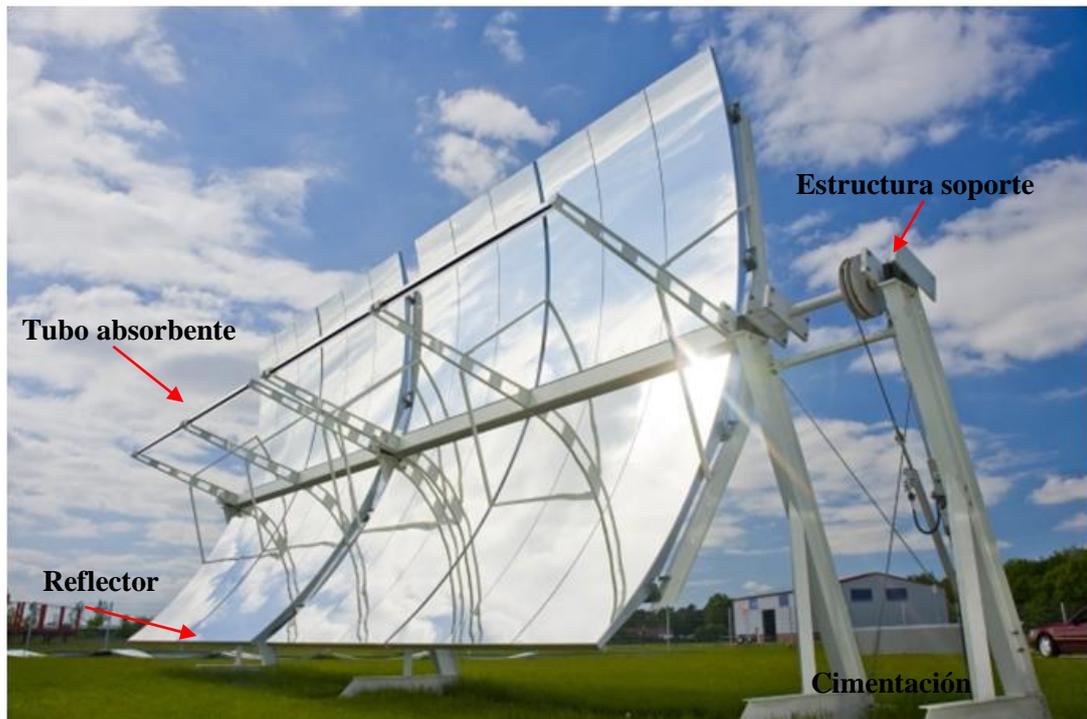


Figura 12. Partes de un captador cilindro parabólico

El **reflector cilindro parabólico**, es la parte reflectante del captador y su objetivo es reflejar y concentrar sobre el tubo absorbente la radiación solar directa que incide sobre su superficie. Se trata en definitiva de un espejo curvado en una de sus dimensiones con forma de parábola, que concentra sobre su línea focal la radiación solar que atraviesa su plano de apertura. Estos espejos pueden ser de diferentes tamaños y materiales, además se fabrican de diferentes formas en función de la configuración escogida en cada caso.

El **tubo absorbente**, o receptor, es un elemento primordial pues es el encargado de convertir la luz solar concentrada en energía térmica en el fluido caloportador y de él depende en gran medida el rendimiento global del colector. Está soportado por una parte de la estructura, en el foco del CCP.

El tubo absorbente de un CCP puede constar de un tubo, o más frecuentemente de dos tubos concéntricos, uno interior metálico por el que circula el fluido térmico y otro exterior de vidrio cuyo fin es disminuir las pérdidas por convección y proteger el recubrimiento selectivo que se aplica al tubo metálico para aumentar su absorptividad.

El tubo de cristal suele tener un tratamiento antirreflexivo en sus dos caras, para aumentar su transmisividad a la radiación solar y, por consiguiente, el rendimiento óptico del colector.

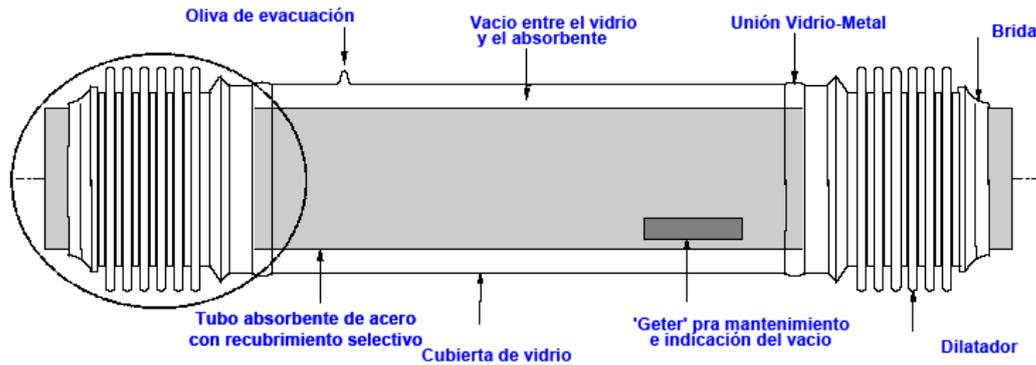


Figura 13. Tubo absorbente de un captador cilindro parabólico

Por el interior del tubo receptor circula el **fluido de transferencia de calor**. El tipo de fluido que se utiliza en los CCP depende de la temperatura máxima de operación. Si las temperaturas que se desean son moderadas ( $<200^{\circ}\text{C}$ ), se puede utilizar agua desmineralizada, o una mezcla con Etileno-Glicol, como fluido de trabajo. En cambio, se utilizan aceites térmicos sintéticos en aquellas aplicaciones donde se desean temperaturas más altas ( $200^{\circ}\text{C} < T < 450^{\circ}\text{C}$ ). La explicación de este hecho estriba en que para temperaturas altas las tuberías estarían sometidas a elevadas presiones si el fluido de trabajo es agua, porque para evitar que se evapore el agua es necesario mantenerla en todo momento a una presión superior a la de saturación correspondiente a la temperatura máxima que alcance el agua en los colectores solares. Esto significa que si queremos tener agua caliente a  $315^{\circ}\text{C}$  a la salida de los colectores solares, la presión en el circuito tendrá que ser superior a 100 bar. En cambio, puesto que la presión de vapor del aceite para altas temperaturas es mucho menor que la del agua, podemos calentar aceite a  $315^{\circ}\text{C}$  sin tener que mantener el circuito presurizado a más de 10 o 15 bar. Poder trabajar a menores presiones posibilita el uso de materiales más económicos para las tuberías y simplifica la instalación y sus medidas de seguridad.

Hay que mencionar que a pesar de las elevadas presiones que conlleva el uso de agua directamente en los CCP para temperaturas altas, la utilización de agua es objeto de investigación en la Plataforma Solar de Almería dentro del proyecto DISS, habiéndose conseguido hasta el momento unos resultados muy prometedores, puesto que se está produciendo vapor sobrecalentado a  $400^{\circ}\text{C}/100\text{bar}$  directamente en los propios CCP. Pero esta tecnología, denominada Generación Directa de Vapor (internacionalmente DISS, *Direct Solar Steam*) no estará disponible comercialmente hasta dentro de unos años. Hasta el momento se ha demostrado la viabilidad técnica de producir directamente en los tubos receptores de captadores cilindro parabólico vapor a  $100\text{bar}/395^{\circ}\text{C}$ .

Para poder concentrar sobre el tubo absorbente la radiación solar, el CCP debe seguir al sol durante todo el tiempo en que se pueda ganar energía, para lo cual necesita de un mecanismo de **seguimiento solar** que vaya cambiando la posición del colector conforme el sol se vaya moviendo en el cielo. El sistema de seguimiento solar más común consiste en un dispositivo que hace girar el conjunto reflector cilindro-parabólico alrededor de un solo eje y puede ser eléctrico o hidráulico.

La siguiente figura muestra esquemáticamente este tipo de seguimiento solar.

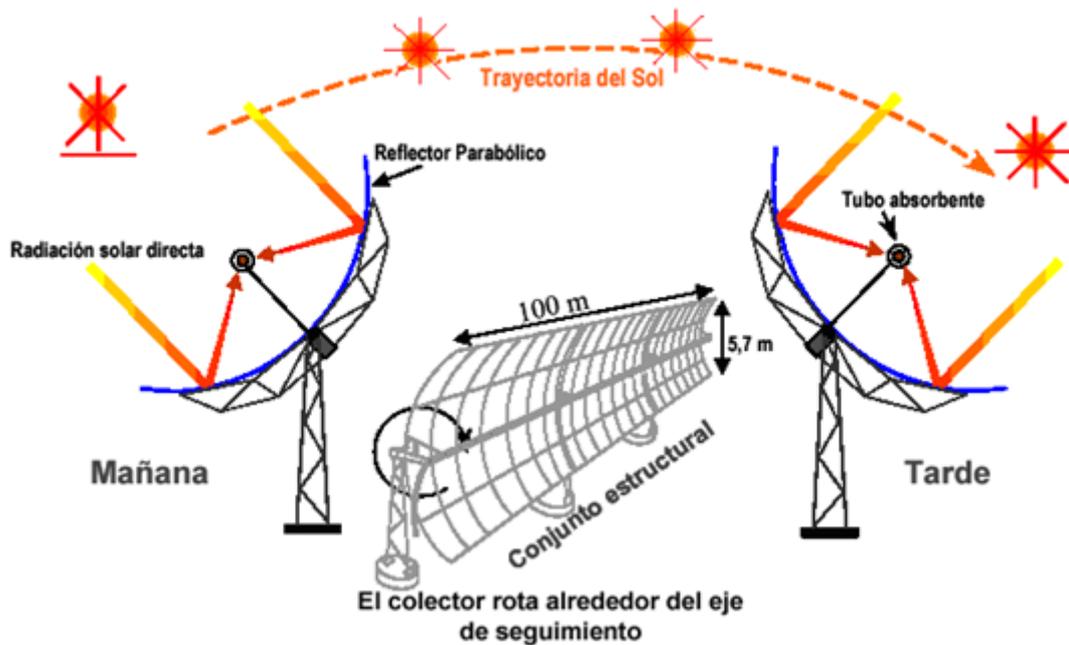


Figura 14. Seguimiento solar de un CCP

Aunque se han ensayado CCP que también pueden girar en dos ejes, la experiencia ha demostrado que dichos colectores son más caros que los de seguimiento en un eje. A pesar de que la cantidad de energía captada por un colector con sistema de seguimiento en dos ejes es superior, las pérdidas térmicas también son superiores porque la longitud de tuberías pasivas dentro del colector es mayor. Los colectores de dos ejes también necesitan mayor mantenimiento, principalmente por su mayor complejidad mecánica.

Los sistemas solares de concentración cuyo semiángulo de aceptación sea inferior a  $10^\circ$ , como es el caso, necesitan disponer de un sistema de orientación y seguimiento encargado de ajustar la posición del colector de tal manera que el rendimiento sea máximo. Normalmente los CCPs se instalan de forma que su eje de giro quede orientado en la dirección Este- Oeste o Norte- Sur.

Las variaciones estacionales en la energía térmica suministrada diariamente por un CCP orientado Norte-Sur pueden ser bastante grandes, hasta tres veces mayor en verano que en invierno, dependiendo de la latitud y las condiciones atmosféricas del lugar. Sin embargo, estas variaciones en la energía incidente para orientación Este-Oeste son mucho menores, lo que permite tener un aporte térmico más estable durante todo el año. No obstante, conviene saber que la energía total suministrada en un año completo por un colector orientado Norte-Sur es mayor que la suministrada por un colector orientado Este-Oeste. La siguiente figura muestra gráficamente estas dos orientaciones:

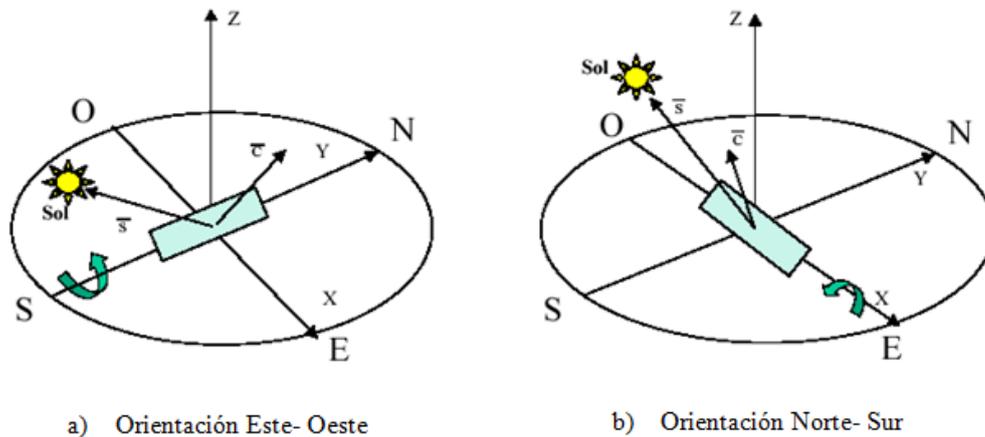


Figura 15. Principales orientaciones del eje de giro de un CCP

La **estructura soporte** del colector ha de dar rigidez al conjunto de elementos que lo componen, a la vez que actuar de interfase con la cimentación del colector. Todas las estructuras utilizadas hasta el momento por los CCPs son metálicas aunque se han empezado a investigar con diferente materiales como son la fibra de vidrio y materiales plásticos para la parábola propiamente dicha. En lo que se refiere a los apoyos o pilares son metálicos también, pero cabe la posibilidad de montarlos de hormigón conjuntamente a la cimentación, aplicando el método de pilotaje.



Figura 16. Vista de la estructura del captador EURO TROUGH en posición de abatimiento

La **cimentación** soporta los captadores y los fija al suelo de forma que el conjunto estructural soporte las cargas para las que fue diseñado. Será realizada dependiendo de las cargas debidas al captador en función de sus dimensiones y sus características estructurales, que darán el peso y las cargas de viento que se producirán y del tipo de terreno en donde se vaya a montar. El material utilizado es hormigón armado Standard. El propio terreno nos dirá si el tipo de cimentación serán zapatas individuales hasta pilotes pasando por anclajes directos al suelo en caso de colectores de pequeño tamaño situados en el tejado de un edificio.

Los captadores se pueden montar en posición horizontal o aprovechando la inclinación natural del terreno. En el caso de orientación Este- Oeste será horizontal, mientras que en el caso de un montaje Norte- Sur se puede optar por cualquiera de las posibilidades siempre que la orientación sea hacia el sur y la inclinación pequeña

## 4.2 Parámetros básicos de un CCP

Dos parámetros básicos de un captador cilindro parabólico son la **razón de concentración** y el **ángulo de aceptación**. La razón de concentración geométrica,  $C$ , es el cociente entre el área de apertura del colector y el área total del tubo absorbedor:

$$C = \frac{A}{\pi \cdot D} \quad (\text{Ec. 1.1})$$

donde:

$A$  es la abertura del captador,

$D$  es el diámetro exterior del tubo receptor.

El ángulo de aceptación,  $\theta$ , es el ángulo máximo que pueden formar dos rayos en un plano transversal de la apertura del colector de manera que, una vez reflejados, dichos rayos intercepten el tubo absorbente.

Los CCP actuales tienen un ángulo de aceptación inferior a  $2^\circ$  y necesitan un sistema de seguimiento preciso, de lo contrario solamente captarían una pequeña fracción de la radiación solar directa disponible en cada momento, ya que necesitan seguir al sol con un error de seguimiento inferior al ángulo de aceptación del colector. La precisión que tienen los sistemas de posicionamiento usados actualmente suele ser del orden de  $0,25^\circ$ .

Los valores normales de la razón de concentración de un CCP están alrededor de 20, aunque el valor máximo teórico está en torno a 215. Las razones de concentración altas están asociadas a ángulos de aceptación muy pequeños que implican la implementación de un sistema de seguimiento solar muy preciso y consecuentemente, muy costoso.

Además, se debe tener en cuenta que la propia mecánica de los colectores y la deformación natural de su estructura impide que el ángulo de aceptación sea excesivamente pequeño, ya que se desperdiciaría una parte importante de la radiación solar disponible, debido a que el sol no es realmente un foco puntual, ya que tiene un radio anular aparente de  $16'$  y cualquier colector que tuviera un ángulo de aceptación menor que este valor desaprovecharía una parte importante de la radiación solar disponible, por muy preciso que fuera su sistema de seguimiento solar. Valores habituales del ángulo de aceptación son del orden de  $0,7^\circ - 1^\circ$ .

Para trabajar con colectores parabólicos el rango de temperatura ideal es  $150-400^\circ\text{C}$ . Si la temperatura es superior a  $400^\circ\text{C}$ , las pérdidas térmicas de este tipo de colectores son altas y reducen su rendimiento. Por el contrario, si la temperatura es inferior a  $150^\circ\text{C}$ , hay otros colectores más económicos, como los concentradores parabólicos compuestos (CPC) o los colectores planos de vacío, con los que los CCPs no pueden competir actualmente.

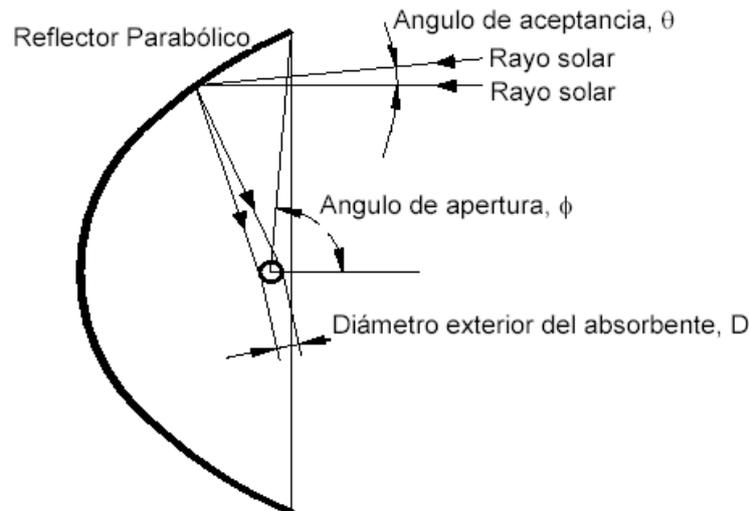


Figura 17. Parámetros de un CCP.

Otro parámetro importante en un captador cilindro parabólico es su **ángulo de apertura**,  $\Phi$ , que es el ángulo formado por la bisectriz de la parábola y la línea que une el centro del tubo absorbente con el extremo de la parábola, como se puede observar en la figura anterior. Usualmente, el ángulo de apertura tiene un valor igual o próximo a  $90^\circ$ .

Mientras más pequeño sea el ángulo de apertura, mayor es la longitud del desarrollo de la parábola, lo que conduce a una situación en la que aumenta la superficie reflectora en una magnitud muy superior al aumento del área de apertura del colector, que es el área eficaz para la captación de la energía solar. Por esto se trabaja normalmente con ángulos de apertura iguales o superiores a  $90^\circ$ . Hay que tener en cuenta que en algunas referencias bibliográficas se define al ángulo de apertura como el ángulo suplementario del ángulo “ $\Phi$ ” mostrado en la figura.

También conviene que el ángulo de apertura del captador sea tal que el tubo absorbente quede protegido por la parábola cuando el colector se encuentre en la posición de reposo o abatimiento, sobre todo de cara a la posibilidad de granizadas que podría romper la cubierta de cristal del tubo absorbente. Por esta misma razón es conveniente también que la parte posterior de la superficie reflectora esté protegida del impacto de posibles granizos, o que los reflectores sean por ellos mismos lo suficientemente resistentes como para soportar esta inclemencia meteorológica que podría destruir un campo de colectores cilindro-parabólicos.

### 4.3 Pérdidas en un CCP

Una vez que la radiación solar alcanza la superficie de un captador parabólico, se pierde una cantidad importante de ella debido a diferentes factores. El total de las pérdidas se puede dividir en tres grupos, como son, las pérdidas geométricas, ópticas y térmicas.

Las *pérdidas geométricas* provocan una reducción del área efectiva de captación de los colectores. Las pérdidas geométricas en un CCP se pueden dividir en dos grupos:

- A) debidas a la posición relativa de los colectores entre sí

B) inherentes a cada colector

Las primeras son las denominadas “pérdidas por sombras” y están causadas por la sombra parcial que algunos colectores pueden proyectar en los colectores adyacentes.

Es elemental que, cuanto mayor distancia exista entre las filas paralelas de los captadores, menor es el sombreado que unos pueden provocar sobre otros. La siguiente figura muestra este tipo de pérdidas geométricas por sombra.

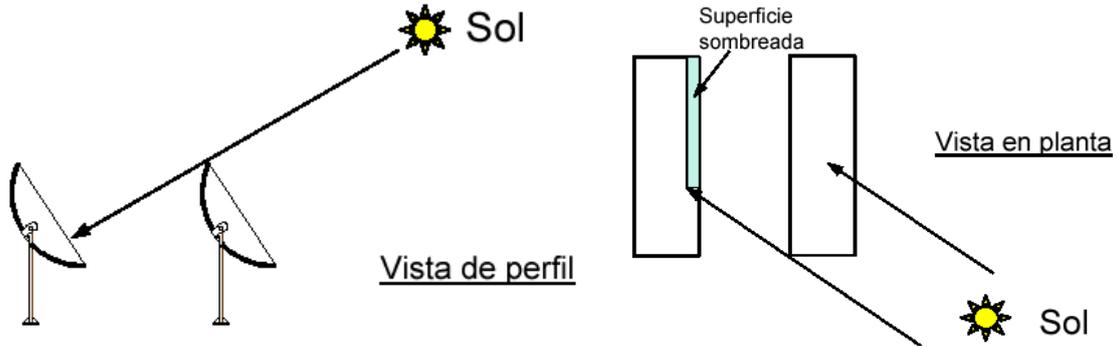


Figura 18. Pérdidas geométricas debidas a sombras entre filas paralelas

Las pérdidas geométricas inherentes a cada CCP están ocasionadas por el hecho de que estos colectores están provistos de un sistema de seguimiento solar en un solo eje y, por lo tanto, solo pueden girar alrededor de este eje, lo que da lugar a que exista el denominado ángulo de incidencia,  $\varphi$ , que es el ángulo formado por la radiación solar directa que incide sobre el plano de apertura del colector y la normal a dicho plano de apertura. Este ángulo de incidencia depende de la hora y el día del año, debido a que es función de las coordenadas del sol con respecto a un sistema cartesiano con origen en el colector, y provoca que haya una pérdida de superficie reflexiva útil en los extremos del colector.

En la Figura 19 se puede observar un corte longitudinal de un CCP. Nótese que la radiación reflejada por el tramo de superficie reflexiva de longitud  $L_E$  no puede ser interceptada por el tubo absorbente.

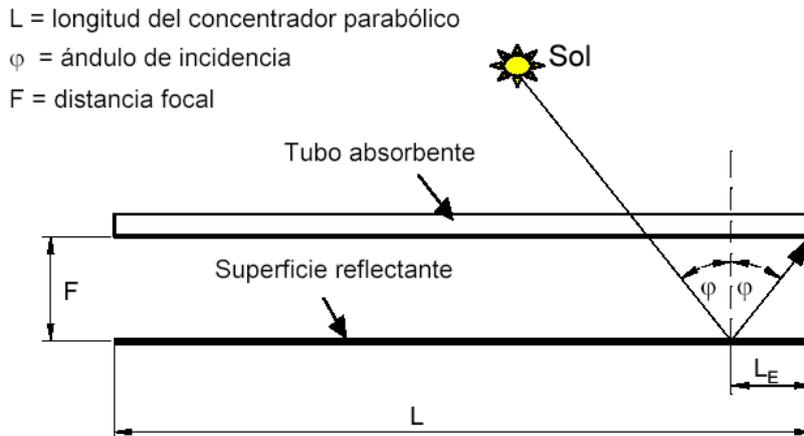


Figura 19. Corte longitudinal de un CCP, mostrando el ángulo de incidencia

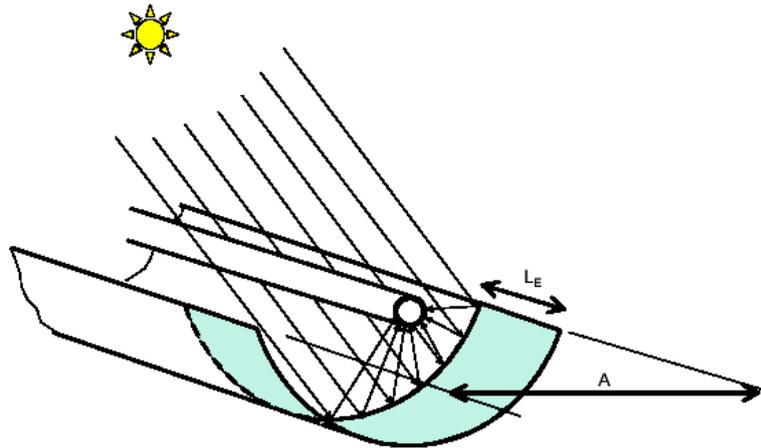


Figura 20. Pérdidas geométricas “de final” en un CCP

La existencia de un ángulo de incidencia no solo reduce la superficie efectiva de captación que tiene el captador, sino que también afecta a los valores de la reflectividad, absorptividad y transmisividad, ya que estos parámetros presentan un valor máximo cuando el ángulo de incidencia es  $0^\circ$ . El efecto del ángulo de incidencia en el rendimiento del captador se cuantifica a través de un parámetro que se denomina modificador por ángulo de incidencia,  $K$ , explicado más adelante.

Las *pérdidas ópticas* son debidas a que la superficie reflexiva del concentrador no es un reflector perfecto, el vidrio que cubre al tubo absorbente metálico no es totalmente transparente, la superficie selectiva del tubo metálico no es un absorbente perfecto, la geometría del concentrador parabólico no es perfecta. Estas anomalías provocan que solo una parte de la radiación solar directa que incide sobre la superficie del concentrador parabólico llegue al fluido que circula por el interior del tubo absorbente.

En la siguiente figura se observan los cuatro parámetros que intervienen en las pérdidas ópticas de un CCP, que son, la reflectividad, el factor de interceptación, la transmisividad y la absorptividad.

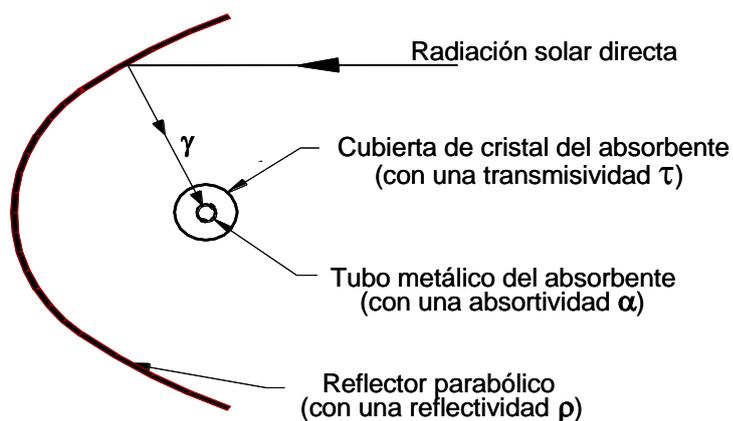


Figura 21. Pérdidas ópticas de un CCP

Reflectividad de la superficie del concentrador parabólico,  $\rho$ . Las superficies reflexivas de los colectores no son perfectas, debido a esto solo parte de la radiación incidente se refleja. Los valores

más usuales de la reflectividad están alrededor del 90%. Sin embargo, los valores de reflectividad disminuyen progresivamente conforme aumenta la suciedad en la superficie. Por ejemplo, la reflectividad de los colectores parabólicos instalados en la Plataforma Solar de Almería, es 92% cuando los colectores están limpios. Estos valores disminuyen debido a la suciedad progresiva de los espejos, a una razón de 0.26% por día.

Factor de interceptación,  $\gamma$ . Una parte de la radiación solar reflejada por los espejos no llega a la cubierta de cristal del tubo absorbedor por diversas causas, como imperfecciones microscópicas o macroscópicas de los espejos, o errores de posicionamiento del colector, o incluso el bloqueo que pueden suponer los soportes del tubo absorbente. Las imperfecciones de los espejos y los posibles errores de seguimiento solar provocan que algunos rayos no intercepten al tubo absorbente durante su trayectoria después de ser reflejados. Estas pérdidas se cuantifican con el llamado factor de interceptación. Un valor típico de este parámetro óptico es 95%.

Transmisividad de la cubierta de cristal,  $\tau$ . El tubo absorbedor metálico se encuentra dentro de una cubierta de cristal para reducir las pérdidas térmicas y proteger a la superficie selectiva. Una parte de la radiación solar reflejada por los espejos y que alcanza la cubierta de cristal del tubo absorbedor no es capaz de atravesarlo. La razón entre la radiación que pasa a través de la cubierta de cristal y la radiación total incidente sobre ella da la transmisividad de dicha cubierta de vidrio. Un valor típico de este parámetro es 90 - 95%, dependiendo de que el cristal haya sido objeto de un tratamiento anti-reflexivo o no.

Absortividad de la superficie selectiva,  $\alpha$ . Este parámetro cuantifica la cantidad de radiación incidente sobre la superficie selectiva que puede ser absorbida. Los valores normales para la absortividad están en el rango 90 – 96%.

Al producto de los cuatro parámetros descritos anteriormente (reflectividad, absortividad, transmisividad y factor de interceptación) se le denomina Rendimiento Óptico Pico del CCP:

$$\eta_{opt,0^\circ} = \rho \cdot \alpha \cdot \tau \cdot \gamma \quad (\text{Ec. 1.2})$$

Las *pérdidas térmicas* son las segundas más importantes en un CCP, detrás de las pérdidas ópticas. Se producen principalmente en dos lugares: en el tubo absorbedor y en las tuberías de fluido térmico, siendo bastante más importantes las del tubo absorbente.

Las pérdidas térmicas asociadas al tubo absorbente están formadas por pérdidas de calor por conducción a través de los soportes de los tubos absorbentes, pérdidas por radiación, convección y conducción desde el tubo absorbente hacia la cubierta de cristal, y pérdidas por convección y radiación desde el tubo de cristal al ambiente. En aquellos tubos absorbentes en los que entre el tubo metálico y el de cristal hay vacío, las pérdidas térmicas por conducción y convección desde el tubo metálico hacia la cubierta de vidrio quedan eliminadas, y solo hay entre el tubo metálico y la cubierta de cristal pérdidas por radiación.

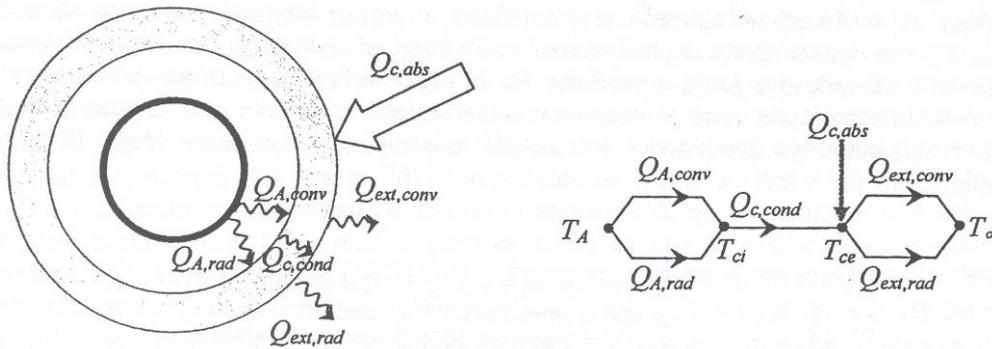


Figura 22. Balance térmico en la sección del tubo absorbente

En la práctica las pérdidas térmicas globales,  $Q_L$ , en un CCP se modelan mediante un coeficiente global de transferencia desde la superficie exterior del tubo absorbente al ambiente,  $U_L$ . El valor de éste es un dato facilitado por el fabricante del colector y se determina experimentalmente sometiendo al colector a diferentes ensayos de pérdidas térmicas en el rango de temperaturas para el cual el colector ha sido diseñado. Como valor orientativo del coeficiente global de pérdidas,  $U_{L,abs}$ , se pueden tomar  $4 \text{ W/m}^2_{abs} \text{ } ^\circ\text{C}$  para un CCP con tubo absorbente de vacío, para temperaturas de la superficie exterior del absorbedor de unos  $350^\circ\text{C}$ .

#### 4.4 Rendimiento de un CCP

La energía térmica útil que da un CCP es menor que la que daría en condiciones ideales, debido a la existencia de las pérdidas ópticas, geométricas y térmicas.

En un CCP se suelen definir varios rendimientos diferentes y un parámetro:

- Rendimiento óptico con un ángulo de incidencia de  $0^\circ$  (rendimiento óptico pico),  $\eta_{opt,0^\circ}$ . Este rendimiento considera todas las pérdidas ópticas que tienen lugar en el colector con un ángulo de incidencia de  $0^\circ$ . Su valor viene dado por el producto de estos cuatro factores: reflectividad de los espejos, transmisividad del tubo de vidrio, factor de interceptación (que tiene en cuenta la parte de radiación reflejada que por cualquier causa no alcanza el absorbente) y absorptividad de la superficie selectiva que recubre el tubo metálico absorbente.

- Rendimiento térmico,  $\eta_{th}$ . Tiene en cuenta todas las pérdidas térmicas que se producen en el colector.

- Rendimiento global,  $\eta_{global}$ . Considera todas las pérdidas, tanto ópticas como geométricas y térmicas, que tienen lugar en el colector.

- Modificador por ángulo de incidencia,  $K(\varphi)$ . Tiene en cuenta todas las pérdidas ópticas y geométricas que se producen en el colector para un ángulo de incidencia,  $\varphi$ , distinto de  $0^\circ$  y que no se consideran en  $\eta_{opt,0^\circ}$  (pérdidas geométricas de final de colector, bloqueo de la radiación concentrada por parte de los soportes del tubo absorbente e influencia del ángulo de incidencia en la absorptividad y transmisividad del tubo absorbente, y en la reflectividad de los espejos).

- Rendimiento óptico,  $\eta_{opt}$ . Este rendimiento considera, no solo todas las pérdidas ópticas y geométricas que se producen en el colector para un ángulo de incidencia,  $\varphi$ , distinto de  $0^\circ$ , sino que también factores como ensuciamiento y sombras.

La energía solar incidente sobre un captador cilindro parabólico puede definirse bajo dos criterios distintos, considerando aprovechable la radiación perdida por la no perpendicularidad de los rayos incidentes o no teniéndola en cuenta:

$$P = S_c \cdot I \quad (\text{Ec. 1.3})$$

$$P_{sol} = S_c \cdot I \cdot \cos(\varphi) \quad (\text{Ec. 1.4})$$

donde:

$Q_{sol}$  es la potencia solar incidente sobre el captador (W),

$S_c$  es el área de apertura de la superficie reflexiva del captador ( $m^2$ ),

$I$  es la radiación solar directa o irradiancia ( $W/m^2$ ),

$\varphi$  es el ángulo de incidencia.

Por otra parte, la potencia térmica útil suministrada por el colector viene dada, en términos del incremento entálpico que experimenta el fluido de trabajo en el colector, por:

$$P_{\text{útil}} = q_m \cdot (h_{sal} - h_{ent}) \quad (\text{Ec. 1.5})$$

donde:

$P_{\text{útil}}$  es la potencia térmica útil suministrada por el captador (W),

$q_m$  es el caudal másico del fluido de trabajo (kg/s),

$h_{ent}$  es la entalpía del fluido de trabajo a la entrada al colector (J/kg),

$h_{sal}$  es la entalpía del fluido de trabajo a la salida del colector (J/kg).

El rendimiento global de captación viene dado como el cociente entre la energía térmica útil suministrada al fluido y la energía solar incidente sobre el colector:

$$\eta = \frac{P_{\text{útil}}}{P_{sol}} \quad (\text{Ec. 1.6})$$

El rendimiento óptico  $\eta_{opt,0^\circ}$  no depende de la radiación solar ni de la temperatura de trabajo del fluido, pero sí del grado de ensuciamiento del colector, ya que ello afecta a la reflectividad de los espejos y a la transmisividad de la cubierta de vidrio del tubo absorbente. Esta dependencia obliga a que cuando da este valor, el fabricante tiene que especificar el grado de limpieza para el cual es válido. El grado de limpieza se refiere a la reflectividad de los espejos y a la transmisividad del tubo de vidrio.

El modificador por ángulo de incidencia,  $K$ , depende directamente del ángulo de incidencia, siendo  $K=1$  para  $\varphi = 0^\circ$ , y  $K=0$  para  $\varphi = 90^\circ$ , y a veces, suele darse multiplicado por el coseno del ángulo de incidencia pues se compacta dos términos dependientes del mismo parámetro en uno solo.

El rendimiento térmico depende directamente de la temperatura de trabajo del fluido y de la radiación solar directa.

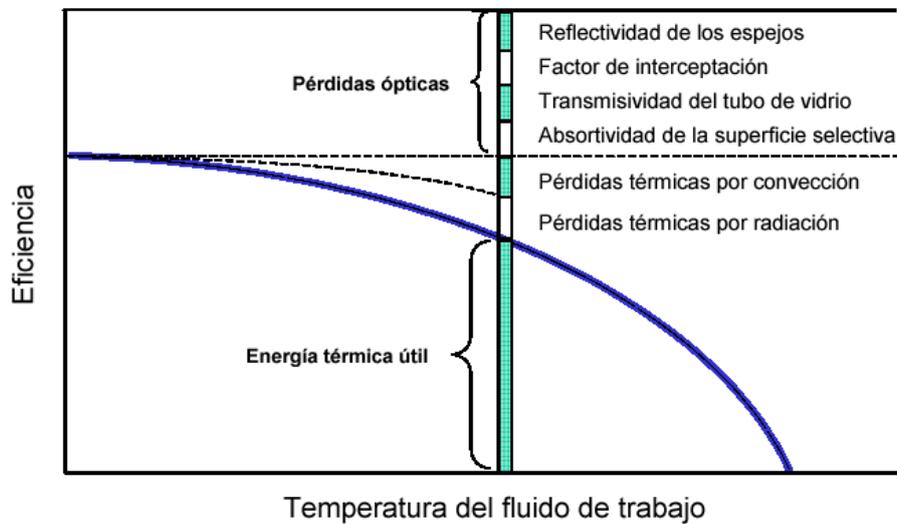


Figura 23. Rendimiento global de un CCP en función de la temperatura, para  $\phi = 0^\circ$ .

## 5 Descripción de una central solar termoelectrica de captadores cilindro parabólico

En la figura se representa un esquema de las centrales energéticas termosolares cuyo sistema concentrador-receptor es un campo de captadores cilindro parabólico:

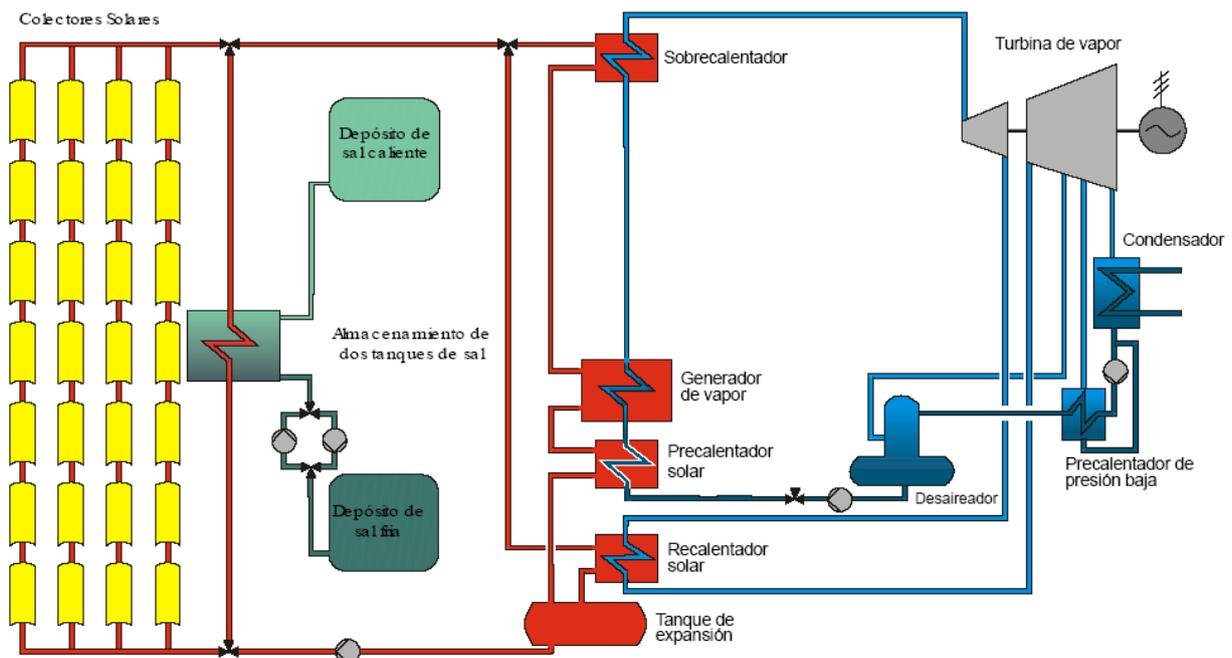


Figura 24. Central energética termosolar con campo de CCP

Se explica a continuación, los sistemas básicos de los que se compone una central termosolar de este tipo.

## 5.1 Campo de captadores

Un campo típico de CCPs está compuesto por filas paralelas de éstos. Cada fila, a su vez, está compuesta por varios captadores conectados en serie de manera que el fluido de trabajo que circula por los tubos absorbentes es calentado conforme circula desde la entrada a la salida de cada fila. El número de captadores por fila está determinado por el salto de temperatura requerido bajo las condiciones de diseño. La potencia total requerida queda fijada con el número de filas que se colocan en paralelo.



Figura 25. Vista de un campo típico de captadores cilindro parabólicos.

## 5.2 Sistema de almacenamiento térmico

Uno de los principales inconvenientes en las plantas solares es la variabilidad de la insolación, pero además de esta limitación, en el caso de los CCPs se suma que éstos tan sólo aprovechan la radiación solar directa, por lo que necesitan de días claros sin nubes.

Si no se precisa suministrar potencia por la noche o durante periodos nublados, no es necesario un sistema de almacenamiento, pero si se desea producción de electricidad durante periodos en los que no hay radiación solar directa o una menor fluctuación en la producción de la planta, será necesario un sistema de almacenamiento que guarde parte de la energía térmica suministrada por los captadores solares durante las horas de sol, para cederla en aquellos momentos en los que no hay radiación solar directa, desacoplando el campo solar del ciclo de vapor.

En un principio, se podría optar por el almacenamiento de agua caliente como los utilizados en los sistemas solares de baja temperatura (captadores solares planos), pero este sistema no es adecuado para los sistemas de media temperatura, debido a que la alta presión que habría en el tanque de almacenamiento lo encarece excesivamente. Por este motivo, los sistemas de almacenamiento para el rango de media temperatura utilizan un medio de almacenamiento diferente.

Los objetivos de un buen almacenamiento térmico en una central termosolar son, entre otros:

- Almacenamiento de energía en condiciones climatológicas transitorias.
- Aumento del factor de capacidad de la planta.
- Producción de la electricidad más distribuida.
- Estabilidad mecánica y química del material almacenado.
- Buena transferencia de calor entre el fluido de transferencia de calor y el fluido de transferencia térmico.
- Bajas pérdidas térmicas.
- Facilitar el control de la planta.

El sistema de almacenamiento aquí utilizado es el **sistema de almacenamiento en medio dual**. Este tipo de sistema se caracteriza por almacenar el calor en un medio diferente al fluido de trabajo.

En estos sistemas, el aceite actúa solo como medio de transferencia de calor entre el campo de colectores y el material donde se almacena la energía térmica en forma de calor sensible. El aceite circula a través de cilindros dispuestos entre las placas superpuestas del material de almacenamiento, transfiriendo (proceso de carga) o almacenando (proceso de descarga) energía térmica de las placas.

Dentro de este tipo de sistemas se encuentra el **almacenamiento en sales fundidas**. Este tipo de almacenamiento tiene dos tanques aislados térmicamente (tanque caliente y tanque frío) de tal manera que el volumen de cada uno sea tal que pueda contener la totalidad del fluido de trabajo. En este caso, se puede trabajar a alta temperatura y a presión atmosférica o más elevada que esta. El tanque caliente se carga, llenándose con el fluido de almacenamiento, sales fundidas, desde el campo solar, donde llega desde el tanque frío, que queda vacío. La descarga se produce recuperándose el calor al extraer el citado fluido del tanque caliente que lo contiene y una vez enfriado se envía al tanque frío siguiendo el proceso en sentido inverso. Este tipo de almacenamiento es imprescindible cuando se utilizan sales fundidas, debido a que estas tienen una conductividad térmica elevada comparada con otros fluidos de almacenamiento.

En la figura 26 se observa un tanque de almacenamiento de sales. Detrás de este tanque se encuentra otro similar, uno almacena las sales frías y el otro las sales calientes.



Figura 26. Tanque de almacenamiento de sales ensayado en la PSA.

Este sistema de almacenamiento requiere de un intercambiador de calor aceite/sales. Éste debe diseñarse con una aproximación de temperaturas, del orden de 3-10°C, para minimizar las pérdidas del ciclo Rankine durante la descarga del almacenamiento térmico y para mantener una temperatura razonable del fluido de transporte de calor durante la carga del mismo. Además, la presión de vapor del fluido de transferencia de calor es aproximadamente de 10 bares a 390°C (temperatura de salida del campo solar). Añadiendo la pérdida de presión en el intercambiador y tuberías, la presión de entrada al intercambiador se mantiene en un valor nominal de 20 bar. Por el contrario, la presión de vapor de la sal es pequeña (<1Pa), y la presión de la sal en el intercambiador será aproximadamente igual a 5 bar. El intercambiador por tanto deberá aguantar una diferencia de presiones de unos 15 bares entre las sales y el fluido de intercambio de calor.

El equipo más económico que cumple las anteriores condiciones es un intercambiador convencional de diseño de carcasa y tubos.

### 5.3 Generador de vapor

El generador de vapor es el componente donde la energía térmica suministrada por el sistema solar es cedida a un circuito agua/vapor. De este modo se produce el vapor necesario para alimentar a la turbina. Por lo tanto, el generador de vapor es la interfase entre el sistema solar (campo de captadores y sistema de almacenamiento) y el ciclo de vapor.

Dependiendo del tipo de vapor (sobrecalentado o no), el esquema del generador de vapor será uno u otro. En la Figura 24, el generador está representado por cuatro cuerpos:

1. **Pre calentador** o Economizador, donde el agua se precalienta hasta una temperatura próxima a la de evaporación.
2. **Evaporador**, recorrido por el flujo bifásico.
3. **Sobrecalentador**, donde el vapor se calienta a la temperatura máxima del ciclo, superior a la de saturación para la presión de trabajo.
4. **Recalentador**, lugar donde se recalienta el vapor entre el cuerpo de alta y el de media presión de la turbina, para aumentar la temperatura media de aportación y por ello mejorar el rendimiento del ciclo.

### 5.4 Caldera auxiliar de combustión fósil

Las centrales termosolares que disponen de esta combustión auxiliar son denominadas *híbridas*.

Para plantas comerciales cuya finalidad es la máximo de los beneficios de la venta de energía eléctrica, este es un componente necesario porque, no solo complementa al sistema de almacenamiento en su tarea de desacople entre el campo solar y la isla de potencia, sino que además aumentará la producción.

## 5.5 Depósito de expansión

En una planta termoeléctrica se hace necesario la implantación de un sistema que absorba las contracciones y dilataciones del fluido de transferencia empleado (aceite térmico), a causa del rango tan amplio de temperaturas con las que opera la planta.

El fluido empleado en este tipo de tecnología, es un aceite térmico que normalmente posee unas propiedades físicas muy variables con la temperatura, y más especial, en los rangos de temperatura en los que opera la planta, debido a que estos aceites suelen tener un punto de solidificación bastante alto. En particular, la densidad suele sufrir grandes cambios, por lo que es de vital importancia el disponer de un buen sistema que haga que la planta funcione correctamente.

El depósito de expansión sirve para que el aceite pueda contraer ante una bajada de temperaturas por debajo de la temperatura de operación, o dilatar ante una subida de temperaturas además de funcionar como amortiguador de la temperatura de entrada al campo solar.

## 5.6 Sistema de Conversión de Potencia

El sistema de conversión de potencia, que se conoce internacionalmente con las siglas PCS (Power Conversion System), es donde tiene lugar el aprovechamiento de la energía térmica suministrada por el sistema solar. La configuración del PCS depende del tipo de proceso industrial al cual se acopla el campo solar, por lo que puede variar sustancialmente de una instalación a otra. La mejor manera de conocer las configuraciones más comunes de PCS es ver el esquema de aplicaciones reales que existen actualmente funcionando con CCPs.

En este tipo de plantas el ciclo de potencia que se utiliza es el ciclo de Rankine o de Vapor.

El agua es uno de los fluidos de trabajo más disponibles y adecuados para emplear en un ciclo de potencia. La mayoría de las centrales termoeléctricas que se han construido hasta la fecha (térmicas convencionales, de biomasa, nucleares, termosolares...) y que se implementarán en un futuro por lo menos cercano emplean agua como fluido de trabajo del ciclo de potencia.

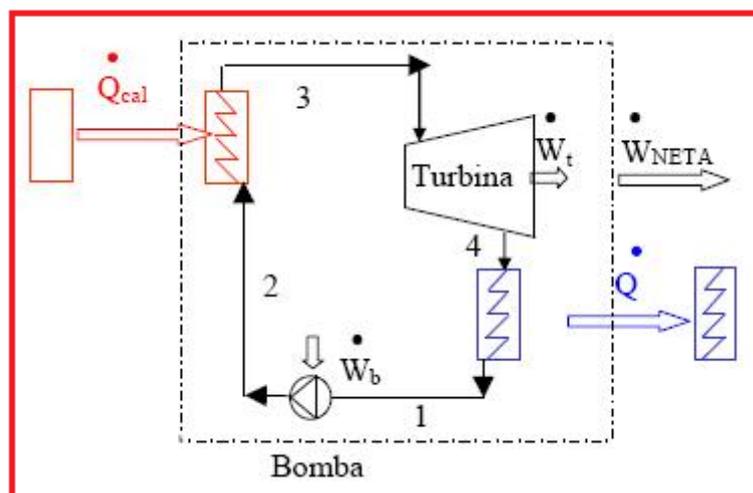


Figura 27. Esquema básico de un ciclo de Rankine

En la Figura 27 se puede observar el esquema básico de un ciclo de Rankine, mostrando los equipos físicos por los que pasa el agua al describir el ciclo.

El agua pasa en primer lugar por el generador de vapor donde recibe el aporte de energía térmica al ciclo de potencia, que provoca su evaporación y sobrecalentamiento. Posteriormente el vapor producido se dirige hacia la turbina de vapor donde se expansiona transformándose la energía térmica en mecánica, que se usará para mover el generador eléctrico. A la salida de la turbina se extrae el calor residual del ciclo en el condensador, produciendo de nuevo el paso a fase líquida del agua, que a continuación se dirige a una bomba encargada de aumentar su presión hasta la necesaria para vencer las pérdidas de carga en el generador y disponer a la turbina de la presión requerido en su entrada. El rendimiento con el cual se convierte la energía térmica en trabajo en este ciclo depende, entre otros, de los siguientes factores:

- Temperatura de vapor vivo. Cuanto más elevada, mayor el rendimiento.
- Temperatura (o presión) de condensación del vapor. Cuanto más baja, mayor rendimiento.
- Presión en el aporte de calor al ciclo. Cuanto más elevada, mayor rendimiento.
- Rendimiento de las turbomáquinas (bomba y turbina). Cuanto más elevado, mejor.

En cualquier caso, el rendimiento de este ciclo siempre será menor al factor de Carnot entre las temperaturas extremas. Así, si consideramos un ciclo de Rankine con temperatura máxima del vapor de 370 °C, presión del vapor de 100 bar, presión de condensación de 0,04 bar, y rendimientos del 100% en bomba y turbina, obtenemos un rendimiento de  $\eta_{\text{ciclo}} = 40,5\%$ , mientras que el factor de Carnot asociado a las temperaturas extremas del ciclo es de 53%.

Las restricciones tecnológicas y del entorno son las que imponen limitaciones en el valor de los parámetros que condicionan el rendimiento del ciclo de Rankine.

Las presiones de entrada en turbina está limitada por el título de vapor a la salida de la turbina: Si hay demasiadas gotas de agua en el vapor, se degradarán los álabes de la turbina rápidamente. Esta limitación es bastante severa, y obliga a introducir un recalentamiento del vapor antes de terminar su expansión en la turbina (ciclo Rankine recalentado) para poder trabajar con presiones elevadas.

Las temperaturas de entrada en turbina están limitadas por la resistencia estructural de los materiales con los que se construyen los componentes del ciclo, especialmente el generador de vapor por ser un elemento con una longitud de tuberías muy elevada, aumentando mucho su precio al aumentar la temperatura de vapor vivo nominal. Por lo que se suele limitar esta temperatura en valores del orden de 550 °C.

La temperatura de condensación está limitada por la temperatura de la masa de agua o el aire que empleemos para refrigerar el ciclo, encontrándonos en el rango de 30 °C al refrigerar con agua fría hasta 60 °C al refrigerar con aire. De aquí la gran importancia que adquiere la disponibilidad de una masa de agua fría en las cercanías del emplazamiento de una central termoeléctrica implementando este ciclo.

Existen dos modificaciones principales al ciclo de Rankine básico. Una de ellas ya ha sido comentada, el recalentamiento del vapor antes de terminar su expansión en la turbina. El motivo

fundamental de esta modificación es poder emplear mayores presiones de entrada en turbina, pero para valores elevados de dicha presión también contribuye a aumentar el rendimiento del ciclo. La otra modificación es el precalentamiento regenerativo, que consiste en hacer extracciones de vapor desde la turbina y emplearlas para precalentar el agua antes de entrar en el generador, lo cual tiene el efecto directo de aumentar el rendimiento del ciclo de potencia por incrementar la temperatura media a la cual introducimos la energía térmica en el mismo. Sin embargo, en algunas tecnologías de generador térmico, el aumento de la temperatura de entrada del agua al generador supone una reducción del rendimiento de las mismas, que sólo será admisible siempre y cuando quede suficientemente compensado por el incremento del rendimiento del ciclo de potencia. En el caso de las centrales térmicas convencionales alimentadas por combustible fósil el precalentamiento regenerativo siempre es beneficioso, motivo por el cual se encuentran de 6 a 7 extracciones en dichas centrales. Sin embargo, en las centrales termosolares el precalentamiento regenerativo reduce el rendimiento de los colectores solares, pues se ve aumentada la temperatura de salida del aceite del generador y con ella, según la disposición de la planta y el modo de operación en la que se encuentre, la temperatura de entrada al campo, por lo que no queda justificada una cantidad tan grande de extracciones.

## **5.7 Sistema de Fluido Térmico HTF**

Actualmente, el fluido de trabajo que se usa con mayor frecuencia como fluido de trabajo en los captadores cilindro parabólicos es el aceite térmico. Para trabajar a temperaturas de hasta 395°C, el aceite que se utiliza es el Therminol VP-1, que consiste en una mezcla eutéctica del 73,5% de óxido de difenilo y 26,5% de bifenilo. El inconveniente de este aceite es su alto punto de congelación (+12°C), lo que obliga a mantenerlo en todo momento por encima de esa temperatura para evitar que se congele y bloquee el circuito de tuberías.

## **6 Biomasa**

La biomasa abarca todo un conjunto heterogéneo de materias orgánicas, tanto por su origen como por su naturaleza. En el contexto energético, el termino biomasa se emplea para denominar a una fuente de energía renovable basada en la utilización de la materia orgánica formada por vía biológica en un pasado inmediato o de los productos derivados de esta. También tienen consideración de biomasa la materia orgánica de las aguas residuales y los lodos de depuradora, así como la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (RSU).

Los avances tecnológicos han permitido el desarrollo de procesos más eficientes y limpios para la conversión de biomasa en energía. Los productos procedentes de la biomasa que se utilizan para fines energéticos se denominan biocombustibles, pudiendo ser, según su estado físico, biocombustibles sólidos, líquidos y gaseosos.

### **6.1 Obtención de la energía**

Se considera que la biomasa es una fuente renovable de energía porque su valor proviene del sol. A través del proceso de fotosíntesis, la clorofila de las plantas captura su energía, y convierte el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) del aire y el agua del suelo en carbohidratos, para formar la materia

orgánica. Cuando estos carbohidratos se queman, regresan a su forma de dióxido de carbono y agua, liberando la energía que contienen.

La biomasa tiene carácter de energía renovable ya que su contenido energético procede en última instancia de la energía solar fijada por los vegetales en el proceso fotosintético. Esta energía se libera al romper los enlaces de los compuestos orgánicos en el proceso de combustión, dando como productos finales dióxido de carbono y agua.

La siguiente figura muestra un esquema del proceso de generación de la biomasa:



Figura 28. Proceso de Generación de Biomasa

La biomasa para energía se obtiene mayoritariamente de las industrias de primera y segunda transformación de los productos agrícolas y forestales, de los residuos de explotaciones ganaderas, de los restos de aprovechamientos forestales, de los residuos de los cultivos y también de cultivos implantados y explotados con el único objetivo de la obtención de biomasa. A estos últimos se les denomina cultivos energéticos, pero no dejan de ser cultivos forestales o agrícolas. La ventaja fundamental de los cultivos es la predictibilidad de su disposición y la concentración espacial de la biomasa, asegurando el suministro.

Los cultivos energéticos se pueden clasificar de muchas formas, por el tipo de suelo donde crecen, por el tipo de producto que se cosecha, etc. Según su aprovechamiento final, los cultivos se pueden clasificar en:

A) **Cultivos oleaginosos** para la producción de aceites transformables en biodiésel.

B) **Cultivos alcoholígenos** para la producción de bioetanol a partir de procesos de fermentación de azúcares.

C) **Cultivos lignocelulósicos**, para la generación de biomasa sólida susceptible de su uso para distintas aplicaciones:

- Térmicas, como climatización de edificios, agua caliente sanitaria, y aplicaciones industriales.
- Fabricación de combustibles más elaborados, con un valor añadido a la biomasa bruta, como astillas o pelets.
- Cogeneración generalmente asociada a una actividad industrial, o generación eléctrica simple.

- Obtención de biocarburantes de segunda generación.

El Real Decreto 661/2007 es el que establece el marco legal de producción de electricidad y energía térmica procedente de la biomasa, ampliando las expectativas económicas de todos los eslabones de la cadena de valor de la biomasa como fuente de energía.

## 7 Referencias

AGENCIA ANDALUZA DE LA ENERGÍA [en línea]. *Biblioteca virtual*. <<http://www.agenciaandaluzadelaenergia.es>>

BAREA GARCÍA, J.M<sup>a</sup>. Desarrollo del módulo de operación para la simulación de centrales termosolares de colectores cilindro-parabólicos. Universidad de Sevilla. Sevilla. 2008.

CIEMAT. Curso sobre Sistemas Solares Térmicos de Concentración. Noviembre de 2009.

CIRIA REPÁRAZ, I. Análisis de la Tecnología de Concentración Solar Mediante Colectores Cilindro Parabólicos para Generación Eléctrica. Universidad de Zaragoza. 2010.

IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) [en línea]. Energías Renovables. Plan de Energías Renovables 2011-2020 (Informe de previsión). <<http://www.idae.es>>

IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) [en línea]. Biomasa: Cultivos Energéticos. <<http://www.idae.es>>

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. La Energía en España 2009. <[http://www.mityc.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/Energia\\_2009.pdf](http://www.mityc.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/Energia_2009.pdf)>

NREL. U.S. Parabolic Trough Power Plant Data. <<http://www.nrel.gov/csp/troughnet>>

PANER. *Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España 2011-2020*.

RAMÍREZ VARGAS, J.A. Modelado del sistema de almacenamiento para EOS de una central termosolar de cilindros parabólicos. Universidad de Sevilla, Sevilla, 2008.

SILVA PÉREZ, M.A. *Sistemas Termosolares de Concentración. Energías Renovables, 5º Ingeniero Industrial*. Apuntes de la asignatura Energías Renovables de 5º de Ingeniería Industrial. Grupo Termodinámica y Energías Renovables. 2008.

SOLARWEB. < <http://www.solarweb.net/solar-termica.php>>

ZARZA MOYA, E. *Sistemas de Colectores Cilindro-Parabólicos*. Almería.

ZARZA MOYA, E., GÓMEZ CAMACHO, C. *Generación directa de vapor con colectores solares cilindro parabólicos: Proyecto Direct Solar Steam (DISS)*. Sevilla. 2003.



