

# Máster en energías renovables y mercado energético

## Asignatura: Electricidad Termosolar

**Curso 2015/2016**

**Madrid, 25 febrero/14 marzo 2016**

**Sesión 5.- Sistema de receptor central: Esquema general, campos de helióstatos y control**

**Sesión 6.- Sistema de receptor central: Óptica de helióstatos.**

**Sesión 7.- Sistema de receptor central: Receptores solares y sistemas de almacenamiento I**

**Sesión 8.- Sistema de receptor central: Receptores solares y sistemas de almacenamiento II**

Dr. Manuel Romero  
Director Adjunto  
IMDEA Energía  
Avda. Ramón de la Sagra, 3  
28935 Móstoles, Madrid, Spain  
e-mail: [manuel.romero@imdea.org](mailto:manuel.romero@imdea.org)

# Sistemas de Receptor Central: Componentes y experiencias.

## Tabla de contenidos

<b>1</b>	<b>Introducción .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Esquemas funcionales de una CRS.....</b>	<b>2</b>
2.1	Sistema agua/vapor .....	3
2.2	Sistema de sodio líquido.....	5
2.3	Sistema de sales fundidas .....	6
2.4	Sistema de aire .....	6
<b>3</b>	<b>LA TECNOLOGÍA CRS.....</b>	<b>8</b>
3.1	Tecnología de helióstatos .....	9
3.1.1	Parámetros característicos del sistema colector .....	9
3.1.2	Descripción de un helióstato convencional.....	13
3.1.3	Caracterización óptica de un helióstato.....	25
3.2	CONTROL LOCAL Y CONTROL CENTRAL.....	28
3.3	Sistema Receptor.....	33
3.3.1	Receptor de tubos.....	37
3.3.2	Receptor volumétrico.....	39
3.4	Sistema de Almacenamiento .....	48
<b>4</b>	<b>EXPERIENCIAS EN CENTRALES DE TORRE.....</b>	<b>53</b>
4.1	Primera generación.....	53
4.2	Segunda generación.....	56
<b>5</b>	<b>COSTES DE GENERACIÓN.....</b>	<b>60</b>
<b>6</b>	<b>Literatura recomendada.....</b>	<b>63</b>

---

# 1 Introducción

---

El primer estudio documentado sobre una central de potencia utilizando un receptor central, conocidas por su acrónimo inglés de Central Receiver Systems o CRS, fue realizado en la antigua URSS en la década de los 50. En aquel sistema ya se proponían grandes espejos inclinados montados sobre vagones y estos sobre raíles. Sin embargo, solamente se construyó un tosco prototipo de helióstato operado manualmente. Tuvo que pasar una década hasta que se acometiera de nuevo el desarrollo de la tecnología de receptor central.

Los primeros experimentos de ingeniería con una metodología razonable fueron llevados a cabo en los años 60 por el Profesor Giovanni Francia de la Universidad de Genova. En 1965 construyó un generador de vapor solar que recibía la energía concentrada por 121 pequeños helióstatos. Enseguida este experimento fue seguido por otras dos plantas más. La última fue construida en 1969 y llegó a producir vapor a alta temperatura. Esta planta fue la base para el diseño de una instalación experimental que fue construida en Italia y montada en los EEUU en el año 1977 en el Instituto Tecnológico de Georgia.

Mientras tanto se construyeron varios hornos solares tanto en Europa como en EEUU. El más reseñable de ellos fue el horno solar de 1 MWt de Odeillo situado en el Pirineo Francés. Esta instalación fue diseñada y todavía viene siendo usada para experimentos que requieren temperaturas extremadamente altas, hasta 4000°C, en medios extraordinariamente limpios. El horno de Odeillo fue la primera instalación termosolar que produjo electricidad conectada a la red. Fue también la primera instalación experimental que utilizó un campo de helióstatos, en concreto 63 unidades distribuidas en filas en la ladera de una montaña, operando con un control automático.

A comienzos de los años 70, con el rápido incremento de los precios del petróleo, es cuando tiene lugar el gran empujón a la tecnología de receptor central, tal y como la conocemos hoy en día. Nunca tantos investigadores e ingenieros han puesto su esfuerzo en el desarrollo de proyectos de demostración de plantas como en aquella época. Se construyeron en esa década un total de 6 plantas experimentales en todo el mundo, con tamaños entre 0,5 y 10 MW. Asimismo se iniciaron importantes desarrollos en componentes y subsistemas, helióstatos, receptores, sistemas de control, de medida y evaluación de plantas.

A mediados de los 80 se inició una etapa de actividad reducida, en la que sólo unos pocos proyectos continuaron adelante, con una importante reducción de fondos y con menos cantidad de personas involucradas en su desarrollo. No obstante durante el periodo que cubre desde 1985 a 1999 se producen importantes mejoras tanto en la eficiencia como en la competitividad económica de los componentes de las plantas CRS. La oleada de preocupación medioambiental surgida a finales de los años 90 hace que se inicie un repunte de la tecnología con esperanzadores resultados que hacen prever una nueva generación de plantas en la presente década cuya principal característica es que se trata de proyectos cuyo objetivo es servir de escalado hacia plantas ya netamente comerciales.

---

## 2 Esquemas funcionales de una CRS

---

En un sistema de receptor central, miles de espejos dirigidos y con seguimiento en dos ejes (helióstatos) reflejan la energía solar de baja densidad que incide sobre la superficie terrestre en una zona focal común, situada normalmente a suficiente altura por encima del campo que componen los citados helióstatos para evitar excesivas interferencias con los mas próximos [Falcone, 1986]. Los helióstatos y la torre son el signo de distinción de este tipo de centrales frente a otras plantas eléctricas termosolares, ya que las CRS se caracterizan por tener un foco fijo "off-axis", es decir el Sol, el espejo y el foco forma un ángulo que hace que en todo momento se registre un factor coseno. El campo de helióstatos puede ser circular rodeando completamente a la torre o estar localizado a uno de los lados de la misma (en el hemisferio Norte el campo se localiza al Norte de la torre mientras que en el hemisferio Sur se sitúa al Sur de ésta).

En los sistemas de torre o de receptor central el intercambio radiativo/convectivo se produce de forma elegante y centralizada en un intercambiador de calor ubicado encima de la torre y denominado receptor solar. El receptor absorbe la energía reflejada por el campo de helióstatos, dependiendo la potencia absorbida (hasta varios cientos de megavatios) del tamaño del receptor y del tamaño del campo de helióstatos. El sistema entrega calor al fluido de transferencia a temperaturas que pueden llegar a sobrepasar los 1000°C pudiendo ser utilizado en instalaciones industriales como calor de proceso, convertido en electricidad o utilizado en reacciones químicas [Romero, Buck y Pacheco, 2002].

Como tercer elemento específico de una CRS, podemos considerar el almacenamiento térmico necesario para paliar posibles transitorios debidos a las condiciones atmosféricas o acelerar los procesos de arranque. El dimensionado óptimo de la capacidad de almacenamiento para atender las curvas de demanda de una determinada aplicación es una parte esencial en los procesos de diseño de estas plantas.

A estos tres elementos habría que añadir, en el caso de producción de electricidad, la parte convencional de una planta de producción eléctrica. Esta parte convencional puede entrar en dos momentos diferentes del ciclo, según la planta. La parte solar puede enviar directamente la energía ya transformada a una turbina, vía vapor o gas, o puede existir un equipo intermedio que nos transforme las características de salida de la parte solar a las requeridas por el sistema de conversión de potencia. La aproximación entre las energías convencionales y la solar y la sustitución progresiva de la primera por esta última debe ser el camino a seguir.

El diseño y la operación de un planta CRS están muy influenciados por la naturaleza transitoria de la radiación solar incidente. Por este motivo el ciclado térmico de los materiales es un factor importante a considerar. Asimismo la predicción de la potencia a suministrar por la planta y los costes de producción dependen en gran medida del emplazamiento seleccionado y sus características meteorológicas. Se debe disponer por tanto para su selección de una base de datos meteorológica histórica de al menos 10 años para reducir incertidumbres.

El sistema de control es más complejo que el de una planta térmica convencional. Además del bloque de potencia se debe de integrar el control del campo de helióstatos, el receptor, almacenamiento térmico y el generador de vapor. Esto

complica la interacción entre subsistemas, sobre todo en los periodos de arranques, paradas y transitorios que son los más críticos.

Por los altos flujos de radiación incidente (típicamente entre 300 y 1.000 kW.m<sup>-2</sup>, las CRS permiten trabajar a altas temperaturas e integrarse en ciclos más eficientes de forma escalonada, admiten fácilmente el funcionamiento híbrido en una gran variedad de opciones y tienen el potencial de generar electricidad con altos factores de capacidad mediante el uso de almacenamiento térmico, pudiéndose plantear ya en la actualidad sistemas superando las 4.500 horas equivalentes al año.

Las centrales solares pueden ser fácilmente representadas por diagramas de bloques funcionales, donde las principales variantes vienen determinadas por los fluidos de transferencia de calor y la interfase receptor solar/bloque de potencia mediante los correspondientes sistemas de intercambio de calor y de almacenamiento de energía y/o hibridación fósil [Entropie, 1982]

## **2.1 Sistema agua/vapor**

---

Es el sistema más convencional, habiendo sido utilizado en centrales como la española CESA-1 y la americana Solar One. En la Fig. 1 se representa un esquema de flujo de la misma. El vapor es producido y sobrecalentado en el receptor solar a temperaturas de unos 500 °C y 10 MPa y enviado directamente a la turbina. Para reducir el impacto de los transitorios se utiliza un sistema de almacenamiento (sales fundidas en la planta CESA-1 y una termoclina aceite/rocas en Solar One). Este concepto fue el primero en ser probado por permitir la transposición de las técnicas habituales de las centrales térmicas y permitir el acceso directo del vapor que sale del receptor solar a la turbina. Como principales problemas plantea las dificultades en el receptor solar, las malas propiedades térmicas del vapor sobrecalentado y problemas de regulación.

En lo que afecta al ciclo termodinámico cabe destacar la distancia tan grande que separa la fuente de calor de la turbina y las dificultades de regulación del receptor solar. La consecuencia más importante es la dificultad de hacer un recalentamiento, lo que motiva que la temperatura de admisión a la turbina se haya limitado a 510 °C para no ralentizar excesivamente los arranques. El vapor producido por el almacenamiento es de baja calidad (280 °C), e inyectado en la turbina por una puerta de admisión especial. Esto da como resultado una bajada en la eficiencia de la turbina del 34 % al 28 % [Falcone, 1986].

En la actualidad el sistema agua/vapor con producción de vapor sobrecalentado en el receptor solar se ha abandonado por sus peores expectativas económicas frente a otras opciones. La producción de vapor en sistemas CRS, sin embargo, se está volviendo a retomar recientemente para su uso en producción de vapor saturado en el caso de plantas de ciclo combinado, como es el caso del Proyecto SOLGAS y COLON SOLAR, promovidos en España por SODEAN y la Compañía Sevillana de Electricidad [Ruiz, Silva y Blanco, 1999], o también para la producción de electricidad directamente con turbinas de vapor saturado, como en el proyecto PS10 promovido por la empresa SOLUCAR en Sevilla ([www.solucar.es](http://www.solucar.es)).

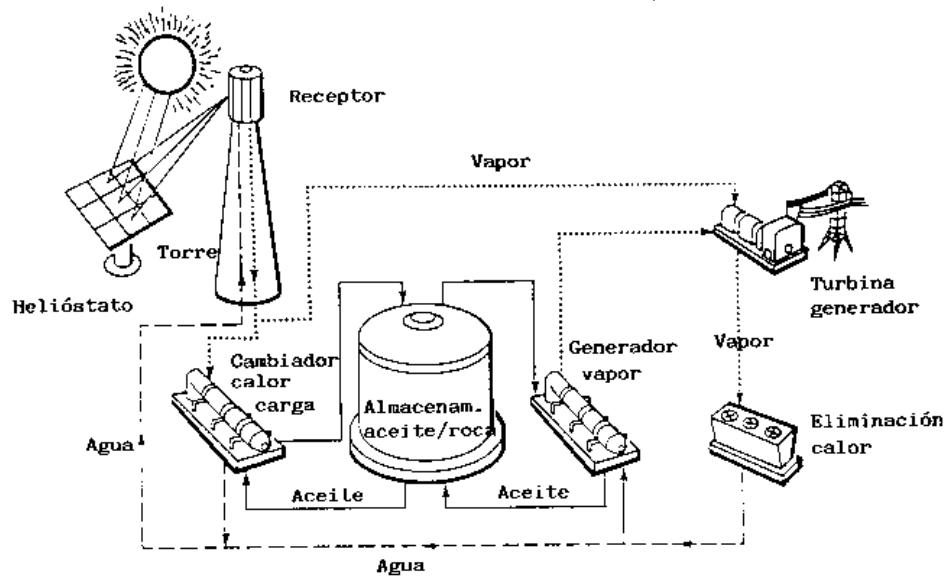


Fig. 1 Diagrama de flujo de una Central tipo agua/vapor

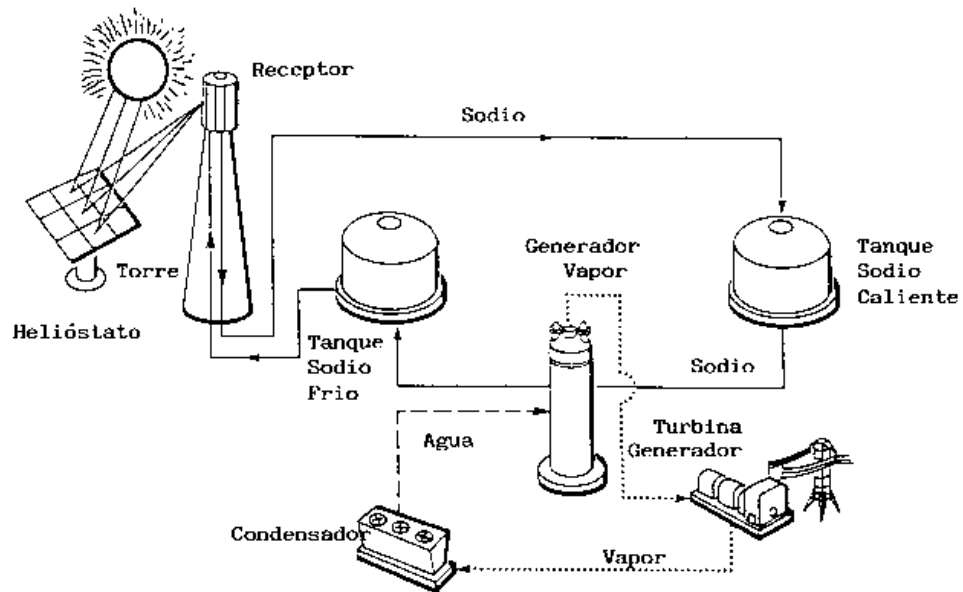


Fig. 2.- Diagrama de flujo de una Central tipo sodio

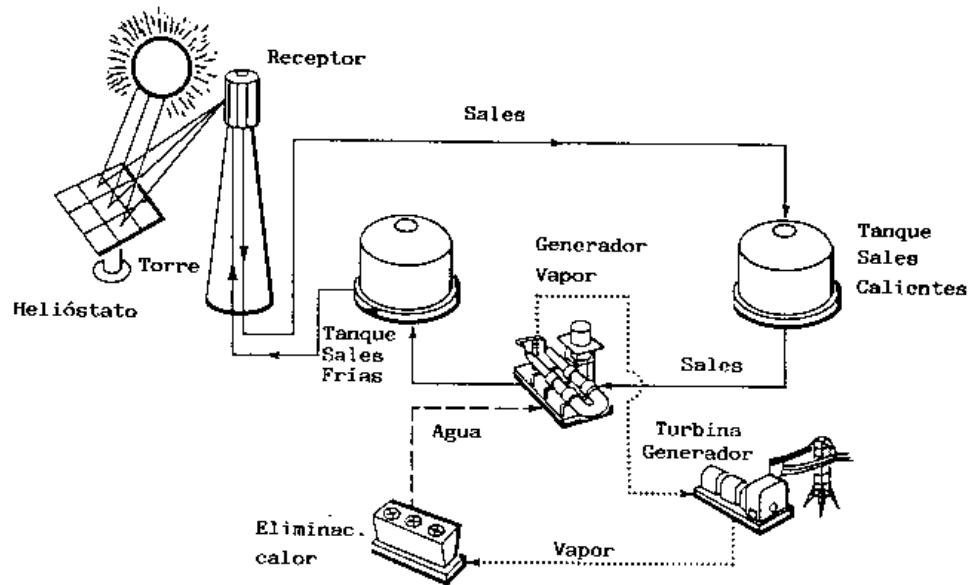


Fig. 3: Diagrama de flujo de una Central tipo sales fundidas.

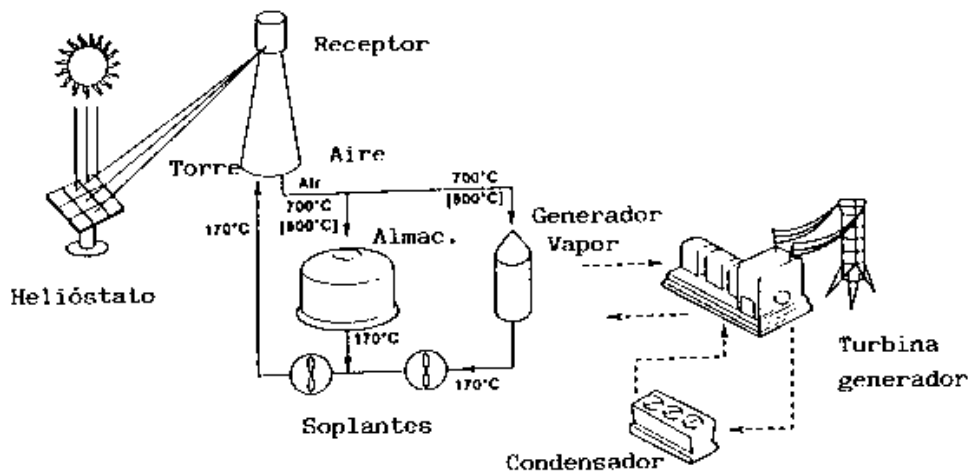


Fig. 4: Diagrama de flujo de una Central de aire.

## 2.2 Sistema de sodio líquido

Sodio líquido es calentado en el receptor a solar a temperaturas en el entorno de  $550^{\circ}\text{C}$  y enviado a un tanque de almacenamiento (Fig. 2). El sodio caliente es extraído del tanque para producir vapor en un intercambiador de calor sodio/agua. El vapor se utiliza de una forma totalmente convencional para producir electricidad. El sodio enfriado se almacena en un segundo tanque a una temperatura de unos  $270^{\circ}\text{C}$ .

La alta conductividad térmica del sodio permite a los receptores operar a flujos solares (por encima de  $1,5\text{ MW/m}^2$ ) muy superiores a otros fluidos ( $0,3\text{-}0,6\text{ MW/m}^2$  para agua/vapor y  $0,6\text{-}0,9\text{ MW/m}^2$  para las sales fundidas). La alta conductividad térmica

minimiza la diferencia de temperaturas entre las paredes del tubo lo que permite utilizar estos flujos radiativos más elevados para las mismas tensiones en el material. Esto ha demostrado durante la experimentación altos rendimientos en el receptor, menores inercias térmicas y un mejor aprovechamiento de los receptores exteriores. La superficie de interceptación en el panel absorbedor del receptor solar puede ser más pequeña, lo cual reduce los costes del mismo y mejora su eficiencia térmica al reducirse las pérdidas dependientes del área expuesta tanto convectivas como radiativas.

Dado el pequeño tamaño de la superficie del absorbedor que presentan los diseños de receptores de sodio, el uso de cavidades para reducir aún más las pérdidas térmicas no resulta necesario, siendo lo habitual el plantear diseños de receptores externos tanto cilíndricos como "billboard".

La alta eficiencia del sodio en el proceso de transferencia de calor, no ha podido, no obstante, contrarrestar las penalizaciones producidas por el coste importante en seguridad que motiva su alta reactividad (fundamentalmente en el generador sodio/vapor) y los altos costes del sistema de almacenamiento debido al bajo calor específico y su baja capacidad calorífica volumétrica [Grasse, Hertlein y Winter, 1991].

## **2.3 Sistema de sales fundidas**

La sal fundida más habitualmente usada es una mezcla en peso de 60 % de nitrato sódico y 40 % de nitrato potásico. Esta es calentada desde 288 °C hasta 566 °C en un receptor solar que puede ser de panel de tubos o de película descendente [Mancini, Kolb y Prairie, 1997]. La Fig. 3 muestra un esquema típico del sistema. El esquema guarda una total similitud con el de sodio líquido, y al igual que en éste todos los componentes en contacto con las sales deberán ir traceados eléctricamente para evitar solidificaciones. El tipo de sal usada es de la misma familia que las utilizadas en plantas comerciales convencionales y se posee una vasta experiencia de más de 40 años en su manejo. Estas sales no son tóxicas y son muy estables. Su baja presión de vapor a altas temperaturas y su comportamiento inerte con el agua facilitan el diseño de los componentes, y permite usar además de receptores de tubos otros conceptos de película en placa abierta a la atmósfera (Receptor RAS). Su alta conductividad térmica y a la vez su alta capacidad calorífica hacen que representen un buen compromiso como fluido de trabajo en el receptor y como fluido de almacenamiento.

La sal caliente es extraída del tanque de almacenamiento para generar vapor y producir electricidad en un modo totalmente convencional, debido a la alta temperatura del tanque de sales. Dado el bajo costes del almacenamiento térmico en sales fundidas, éstas plantas tienen su máxima ventaja en aplicaciones solares puras con altas capacidades de almacenamiento próximas a las 12 horas.

## **2.4 Sistema de aire**

Si bien a comienzos de los años 80 existió un gran proyecto hispano-alemán, denominado GAST, para la construcción de una planta de aire con panel de tubos, no ha sido hasta el desarrollo de los receptores volumétricos cuando se han comenzado a postular sistemas de aire con rendimientos aceptables. Este sistema consiste en un receptor volumétrico de matrices metálicas o cerámicas que calienta aire a presión



atmosférica (Fig. 4). El aire caliente a unos 700 - 800 °C es bombeado a la base de la torre y enviado predominantemente al generador de vapor para mover un bloque turbina-generador convencional. Este sistema, cuyo esquema es habitualmente conocido como PHOEBUS ya que su definición tuvo lugar dentro de un proyecto con el mismo nombre para la instalación de una planta en Jordania [Schmitz-Goeb y Keintzel, 1997], tiene al igual que en los casos anteriores un sistema seco de eliminación de calor (torres de enfriamiento).

Cuando la turbina no está funcionando, o se excede en el receptor la capacidad del generador de vapor, la energía de la corriente caliente de aire es transferida al sistema de almacenamiento que consiste en una termoclina de material cerámico, del tipo de las usadas en algunos altos hornos, donde se producirá un gradiente nominal entre 800 y 170 °C. Si tenemos un transitorio y el receptor cae por debajo de las necesidades del generador de vapor, el flujo de aire a través de la termoclina es invertido automáticamente por el sistema de control. Carga y descarga pueden ser controlados fácilmente mediante la velocidad del ventilador.

El concepto de aire presenta excelentes expectativas, dado su potencial de adaptación desde el concepto actualmente probado a 800 °C y conectado a un ciclo Rankine, hasta futuros desarrollos en el entorno de los 1400 °C con integración en una turbina de gas. En este sentido se han llevado a cabo durante el año 1994 una serie de ensayos en un receptor de 2,5 MWt en la Plataforma Solar de Almería, con el fin de determinar la viabilidad técnica y las eficiencias del sistema [Haeger 1994]. El concepto de receptor volumétrico permite conseguir flujos de absorción muy similares a los de sales fundidas en panel de tubos (0,9 MW/m<sup>2</sup> flujo pico y 0,45 MW/m<sup>2</sup> promedio).

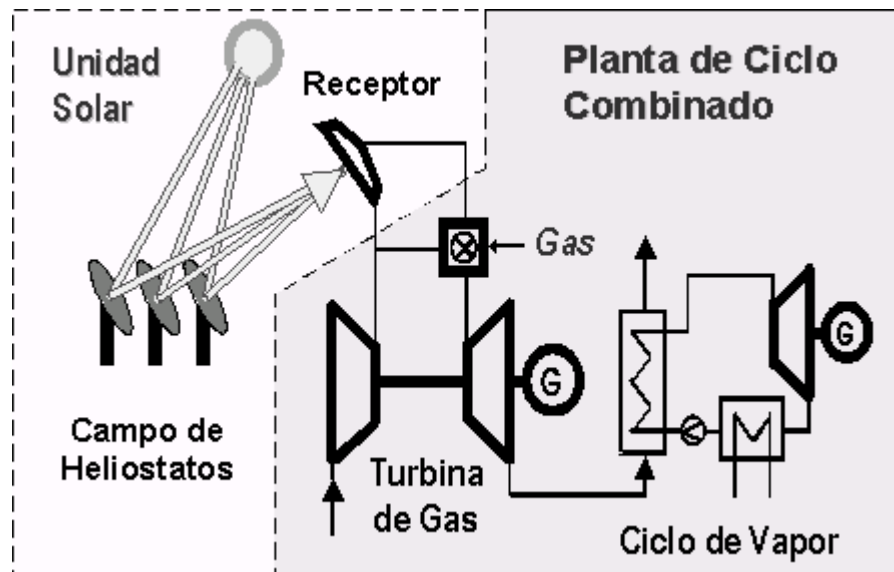


Fig. 5. Esquema de funcionamiento tipo SOLGATE con receptor volumétrico de aire presurizado.

Los sistemas refrigerados por aire tienen además la posibilidad de trabajar en modo presurizado y de integrar directamente el aire caliente saliente del receptor solar en la cámara de combustión de una turbina de gas (Fig. 5). Este concepto ha sido probado recientemente dentro del proyecto Europeo SOLGATE que se describirá con detalle más adelante [Sugarmen et al., 2003].

### 3 LA TECNOLOGÍA CRS

Desde el punto de vista de sus subsistemas, una central de torre se puede describir de acuerdo a los siguientes:

- Campo de helióstatos o sistema colector (formado por una gran cantidad de unidades distribuidos en filas y que incluyen su propio control local)
- Receptor, donde se produce la absorción de la radiación solar concentrada. Es el elemento clave de la planta y constituye la interfase de energía radiativa a convectiva, y por tanto la conexión entre lo que se entiende por parte propiamente solar de la planta y la parte más convencional.
- Sistema de intercambio de calor, que permite transportar la energía térmica desde el receptor hasta el bloque de potencia.
- Sistema de almacenamiento, que permite amortiguar tanto los transitorios de nubes como la variación de potencia por la curva diaria de radiación.
- Sistema de apoyo fósil, en aquéllos casos que el diseño lo requiera.
- Bloque de potencia, comprendiendo el generador de vapor y el grupo turbo-alternador.
- Control central, UPS y sistemas de rechazo de calor.

Una descripción detallada y con perspectiva histórica de todos y cada uno de los subsistemas resultaría excesiva, por el elevado número de configuraciones y componentes ensayados. En general, resulta el campo de helióstatos y el conjunto torre receptor, junto con el bloque de potencia los elementos con un mayor impacto económico dentro de la planta. Por el carácter especial que tienen los sistemas más propiamente solares (el sistema colector, el receptor solar y el almacenamiento térmico), nos centraremos con más detalle en su descripción.

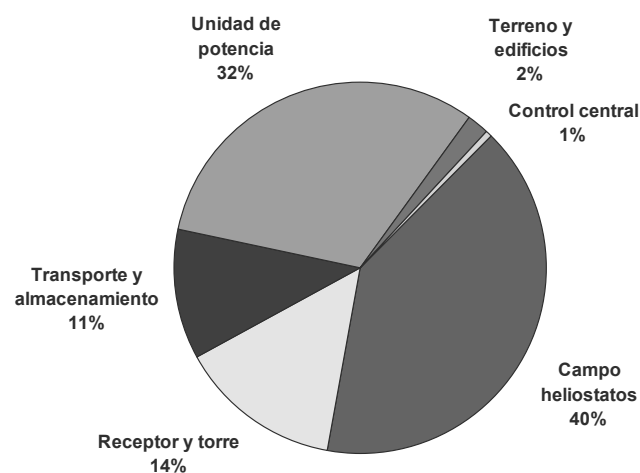


Fig. 6: Desglose de costes típico en una central de torre.

El campo de helióstatos conjuntamente con el bloque de potencia son los subsistemas más costosos representando un 72 % del total. En cuanto al coste de los helióstatos, éstos representan un 60 % de la parte solar de la planta. Frente al campo de helióstatos como sistema más costoso, el receptor solar representa la parte más

crítica desde el punto de vista técnico al centralizar todo el intercambio de energía radiante de la planta.

### 3.1 Tecnología de helióstatos

El sistema colector es el encargado de reflejar de forma concentrada sobre el receptor la energía solar de baja densidad que llega a la superficie formada por el campo de helióstatos. El tamaño de esta superficie es función de los requerimientos de potencia de la instalación, y normalmente ocupa varios kilómetros cuadrados. El sistema hace un seguimiento del movimiento aparente del Sol de forma que cada helióstato está en una posición normal a la bisectriz del ángulo que forman el Sol y el foco hacia donde se apunta, un receptor, situado en una torre en la zona focal.

#### 3.1.1 PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DEL SISTEMA COLECTOR

##### Configuración:

Se han desarrollado dos tipos de configuraciones para campos de helióstatos: Norte y Circular. En un campo circular los helióstatos se distribuyen alrededor de una torre, que se encuentra en el centro con un cierto desplazamiento hacia el Sur para optimizar la eficiencia óptica. En un campo Norte (o Sur en el caso de que la planta se encuentre en el hemisferio Sur), todos los helióstatos se encuentran localizados al Norte de la posición de la torre. Estas disposiciones se encuentran esquematizadas en la Fig. 7.

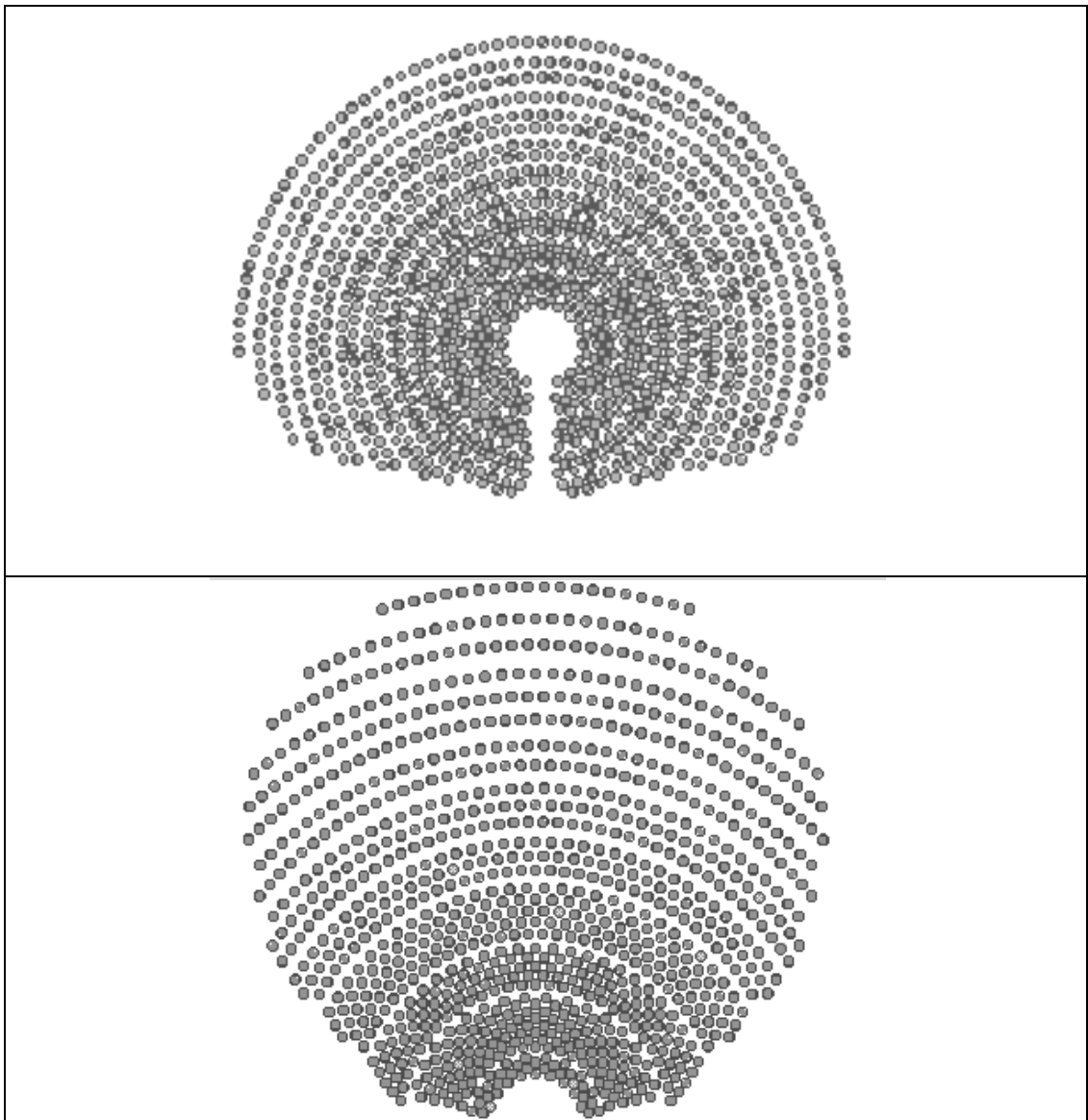
La selección entre un campo Norte y un campo Sur depende de varios factores de diseño, siendo uno de los fundamentales el tipo de receptor a utilizar, así como el tamaño de la planta. En la clase sobre dimensionado de sistemas de receptor central se darán unas nociones sobre los criterios a utilizar.

La definición geométrica de el ángulo de inclinación “n” de un helióstato es una función dependiente de la altura de la torre, la distancia del helióstato a la torre y el ángulo de incidencia de los rayos solares. Asumiendo como  $Z_s$  la altura del helióstato y  $Z_t$  la altura de la torre:

$$\psi = h + n - 90^\circ (\text{grados}) \quad \text{Ec. (1)}$$

$$90^\circ - n = \arctan \left[ \frac{z_T - \frac{z_S}{2}}{x} \right] + \psi (\text{grados}) \quad \text{Ec. (2)}$$

$$n = \frac{180^\circ - h - \arctan \left[ \frac{z_T - \frac{z_S}{2}}{x} \right]}{2} (\text{grados}) \quad \text{Ec. (3)}$$



*Fig. 7. Ejemplos de campos de helióstatos con configuración Circular (arriba) y Norte (abajo).*

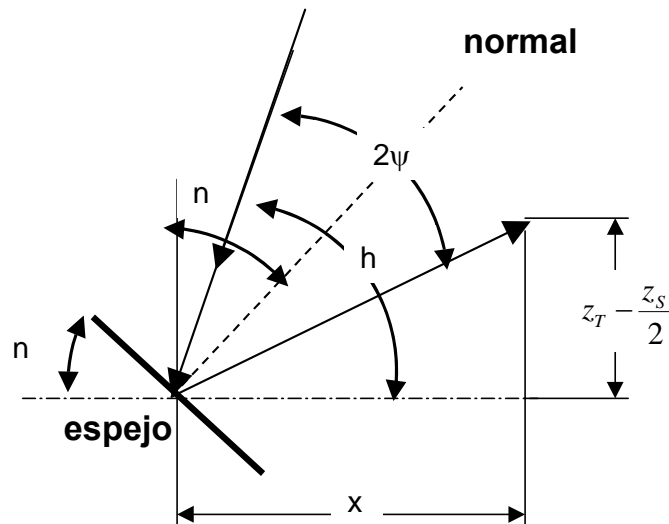


Fig. 8. Ángulos de un helióstato

### Rendimiento:

El rendimiento de un campo de helióstatos viene dado por su eficiencia óptica, o lo que es lo mismo por el cociente entre la potencia interceptada por la superficie del receptor solar y la energía solar directa incidente sobre la superficie de los espejos. La eficiencia óptica debe incluir factores como el efecto coseno, las sombras y bloqueos en el campo, la reflectividad de los espejos, la atenuación atmosférica y las pérdidas por interceptación conocidas como "spillage". Algunos de estos efectos se ilustran en las Figuras 9 y 10.

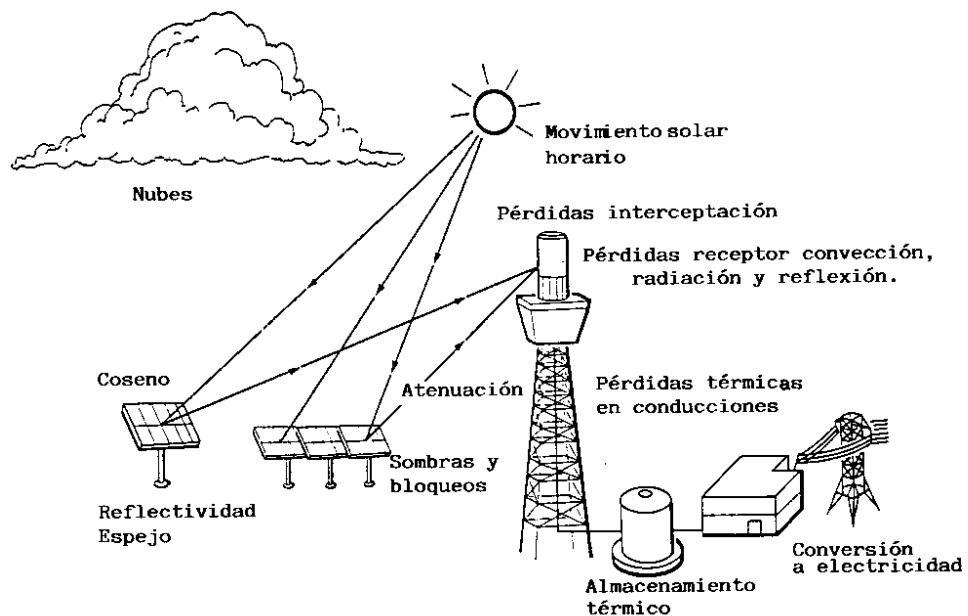


Fig. 9.- Variables a tener en cuenta en la optimización y diseño de una central de torre.

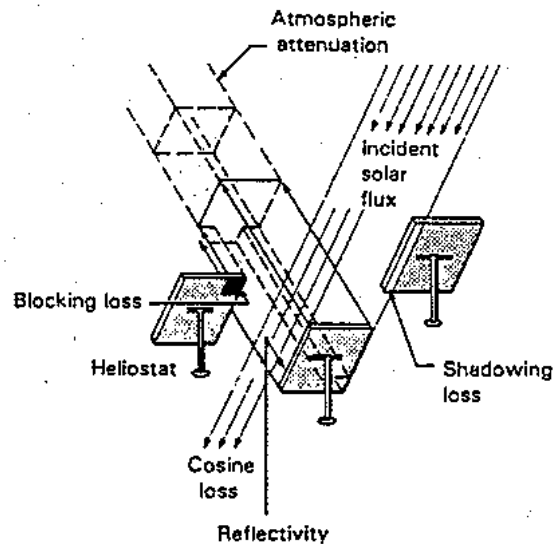


Fig. 10. Procesos que influyen en las pérdidas ópticas del sistema colector

La cantidad de energía reflejada por el heliostato es proporcional a la cantidad de irradiancia interceptada. La potencia reflejada es proporcional al coseno del ángulo (efecto coseno) entre la normal del espejo y los rayos incidentes. Dependiendo en cada momento donde se encuentra el Sol y que parte del campo estamos analizando, habrá distintos valores del factor coseno. Normalmente estas pérdidas son menores en la zona del campo que se encuentre justo al Norte de la torre, y esa es la razón de que los heliostatos se ubiquen preferentemente en esa zona.

No toda la energía reflejada por el heliostato llega a incidir sobre la superficie del receptor. Una parte es dispersada y absorbida por la atmósfera. Este efecto es conocido como atenuación atmosférica. En días claros y con buena visibilidad éstas pérdidas sólo representan un pequeño porcentaje por cada km. Sin embargo las pérdidas aumentan considerablemente con el vapor de agua o los aerosoles.

El tamaño de la imagen que forma el heliostato depende de la distancia focal del espejo y de su canteo, el tamaño del heliostato y del tamaño del Sol, tal y como se vio en la Clase sobre óptica de concentración solar. Incluso con una focalización perfecta un heliostato tendrá una imagen de al menos 9,3 m de diámetro por km de distancia. Si la imagen es mayor que la superficie del receptor tenemos lo que se denomina "spillage" o desbordamiento con las correspondientes pérdidas de interceptación.

### **Distribución o "layout" del campo**

La densidad de heliostatos en el campo varía según las zonas tal y como se puede observar en la Fig. 7 , y su optimización es un punto crucial durante el diseño de una planta. Esta optimización tiene por un lado en cuenta los costes del terreno, los propios heliostatos y el cableado, y por otro lado la eficiencia óptica del campo. Claramente según los heliostatos se van empaquetando las pérdidas por sombras y bloqueos van incrementándose, pero los costes de terreno y cableado decrecen. Según los heliostatos se van colocando a distancias más lejanas, éstos ven al receptor más cerca del horizonte, por lo que para reducir bloqueos es necesario aumentar la separación radial. Para evitar las sombras y bloqueos entre heliostatos, la distancia  $\Delta x$  entre filas de heliostatos se debe calcular de acuerdo a la ecuación

$$\Delta x = x \frac{z_s}{z_T} \quad \text{Ec. (4)}$$

Existen múltiples criterios de optimización del espaciado tanto radial como azimutal de los helióstatos en el campo, el más conocido es el de tipo “radial staggered” que viene a ser un tipo de tresbolillo originado por la Universidad de Houston [Lipps y Vant-Hull, 1978]. Esta disposición es la más eficiente para un determinado terreno disponible y da buenos resultados para .

Un resultado típico para un emplazamiento situado a una latitud de 35° usando helióstatos cuadrados viene dado por:

$$\frac{R}{D_m} = \frac{1,009}{\Theta} - 0,063 + 0,4803\Theta \quad \text{Ec. (5)}$$

$$\frac{Z}{D_m} = 2,170 - 0,6589\Theta + 1,247\Theta^2 \quad \text{Ec. (6)}$$

para  $\Theta = \arctan \left[ \frac{z_T - \frac{z_s}{2}}{x} \right]$ , también conocido como ángulo de elevación del receptor.

Donde Z es el espaciado azimutal entre helióstatos, R el espaciado radial y Dm la dimensión característica (en este caso la diagonal del helióstato).

El factor típico de ocupación del terreno en un campo de helióstatos medido como el cociente entre la superficie total de espejos y la superficie de suelo disponible es de 0,20-0,25.

### 3.1.2 DESCRIPCIÓN DE UN HELIÓSTATO CONVENCIONAL.

Un helióstato, de la actual generación, consta básicamente de una superficie reflectante, una estructura soporte, un mecanismo de accionamiento en acimut y en elevación, pedestal, cimentación y un sistema de control. El desarrollo de los helióstatos muestra una clara evolución desde los primeros prototipos, con una estructura pesada y rígida con segundas superficies acristaladas y superficie reflectante en el entorno de los 40 m<sup>2</sup> (Mavis, 1989), a los más recientes mucho más ligeros de peso, de mayor superficie y de más bajo coste con una mayor variedad de materiales reflectantes a base de espejos de bajo contenido en hierro o polímeros con la superficie anterior plateada (Romero, Conejero y Sánchez, 1991). Históricamente se han perfilado dos líneas perfectamente definidas en el desarrollo de los helióstatos, siempre encaminadas a obtener un coste más bajo sin reducir el rendimiento.

La primera línea está encaminada hacia configuraciones de helióstatos a base de facetas y de grandes superficies de más de 100 m<sup>2</sup>, con las correspondientes reducciones en el precio por m<sup>2</sup> de estructuras, mecanismos, cableado y cimentaciones. Por contra, a mayor tamaño de los helióstatos, mayores problemas ópticos y mayores problemas de lavado.

La segunda la originan los helióstatos con nuevos materiales reflectantes, como es el caso de los de membrana tensionada (helióstatos con una superficie metálica muy fina tensada desde un anillo que, a su vez soporta a la propia membrana). La parte anterior de la membrana está cubierta por unos films reflectantes, normalmente a base de plata depositada.

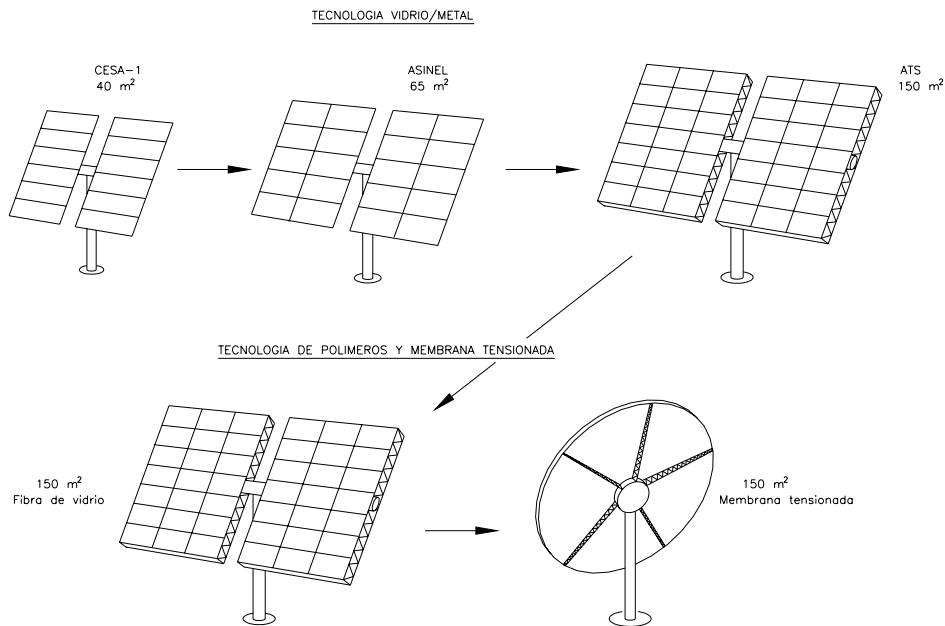


Fig. 11. Evolución histórica en el desarrollo de helióstatos

La tecnología actual de helióstatos de vidrio/metal que se puede considerar más comercial se centra en unidades entre  $70$  y  $120 \text{ m}^2$ , como es el caso del helióstato COLON desarrollado por INABENSA en colaboración con CIEMAT y especialmente diseñado para un emplazamiento con fuertes restricciones (Romero et al., 1999), el GM-100 de  $105 \text{ m}^2$  desarrollado por CIEMAT (Monterreal et al., 1997), mas recientemente el helióstato Sanlucar-120 de  $120 \text{ m}^2$  desarrollado por Solucar y el helióstato de  $150 \text{ m}^2$  realizado por ATS en EEUU (Alpert and Houser, 1990). Los precios se mueven, según los escenarios de producción, entre los  $110$  y los  $180 \text{ €/m}^2$ . En cuanto al concepto de membrana tensionada, el mayor hito logrado hasta el momento actual, es el helióstato de Steinmüller (ASM-150), con  $150 \text{ m}^2$  y una calidad de imagen de  $2 \text{ mrad}$  (Weinrebe et al., 1997). A pesar de estos resultados, el helióstato de membrana no ha conseguido mejorar, por el momento, las expectativas de costes de los más probados helióstatos de vidrio/metal.

Hasta ahora, la mayor experiencia acumulada se circunscribe a los helióstatos, llamemos, convencionales, con espejos de cristal y con helióstatos de superficie reflectante entre  $65$  y  $100 \text{ m}^2$ .



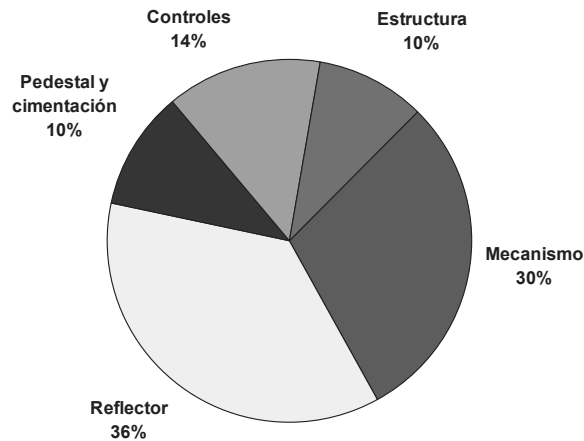


Fig. 12: Desglose de costes para un helióstato.

Como se puede apreciar en la Fig. 12, el mecanismo de accionamiento y las facetas suponen un 66 % del total en el coste de un helióstato, mientras que en el coste de las facetas el precio del espejo puede llegar a suponer un tercio del total, siendo pues éste un aspecto a optimizar. De todos los elementos, el mecanismo de accionamiento es el más sensible en coste al área del helióstato.

Durante todo el tiempo transcurrido desde que se empezaron a ensayar los sistemas CRS, se han desarrollado múltiples prototipos de helióstatos. Todos estos helióstatos tienen una serie de características comunes:

a.- Facetas. Forman la parte reflectante del helióstato, pueden ser de diferentes formas y tamaños siendo básicamente formadas por vidrio sobre el que hay depositada una capa reflectante de plata o aluminio y una capa de pintura por la parte posterior que protege a la misma. Normalmente tienen tres o cuatro puntos de anclaje mediante los cuales se sujetan a los soportes correspondientes.

b.- Estructura y mecanismos. La estructura de un helióstato está formada por celosías que sirven de soporte a las facetas, las cuales se sujetan mediante elementos roscados. Las citadas celosías están sujetas a un eje cilíndrico horizontal que, a través de un mecanismo reductor (en el caso de helióstatos CASA en la planta CESA-1, reducción 40000:1), está unido al sistema que proporciona el movimiento al helióstato. El movimiento de los helióstatos es en dos ejes, acimut y elevación, accionado por dos motores a través de un mecanismo reductor.

c.- Sistema de control. Para poder enfocar adecuadamente al blanco deseado en cada momento de la operación de una central de torre, es necesario que el movimiento en los dos ejes sea independiente y esté completamente controlado. Este control se puede conseguir de dos formas: a) mediante un sistema centralizado, basado en un ordenador central que se encarga de todas las tareas; b) mediante un sistema de control distribuido, en el que se le da una mayor importancia a los controladores locales, descargando al ordenador central de buena parte de sus tareas. En ambos casos hay un procedimiento a seguir:

1. Cálculo de la posición del Sol.
2. Cálculo de la posición de cada helióstato.
3. Medición de la posición actual de cada helióstato.
4. Corrección de la posición en lazo cerrado.
5. Gestión de las comunicaciones con cada helióstato.
6. Modos de funcionamiento de los helióstatos.

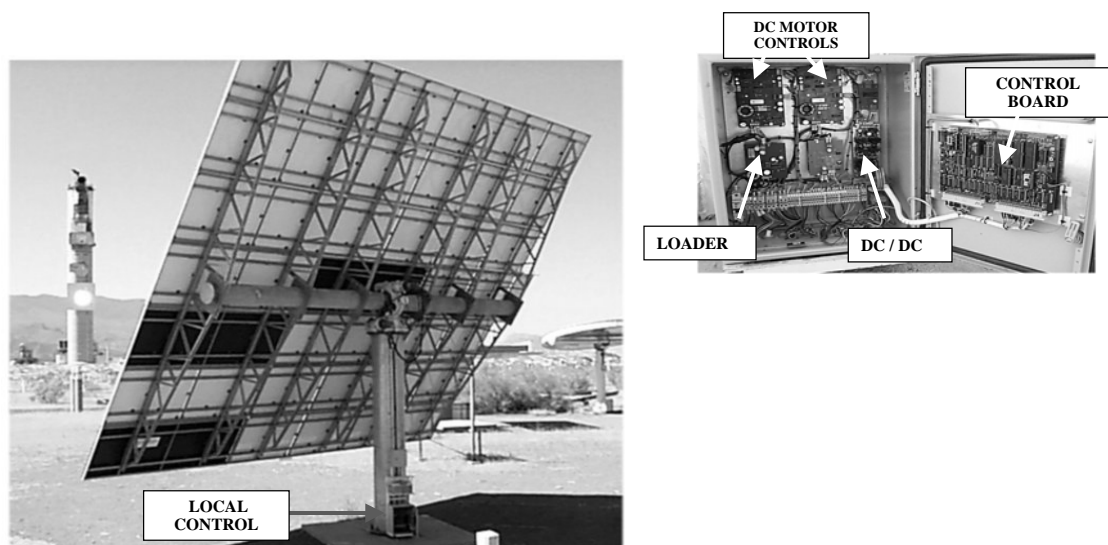
7. Detección de errores y averías.
8. Acciones de emergencia y su señalización.

Todos los helióstatos tienen que corregir su posición cada cierto tiempo dependiendo de la distancia desde cada helióstato hasta el blanco al que se apunte, con objeto de mantener una precisión de apunte del orden de 1 a 2 mrad. Por ejemplo, en el caso de la planta CESA-1 el tiempo oscila entre 5 y 15 segundos.

Para conocer la posición del helióstato, éste tiene montados dos codificadores, uno por eje, que mandan una señal al control correspondiente, donde se compara con la señal que debe tener según los cálculos realizados. En función del resultado de la comparación, los motores recibirán la orden correspondiente para ajustar su posición.

Una configuración normal en un sistema de control de un campo colector comprende un ordenador central que sirve, a través de sus terminales, para que el operador se comunique con el campo, recibiendo información de estados y transmitiendo las órdenes oportunas.

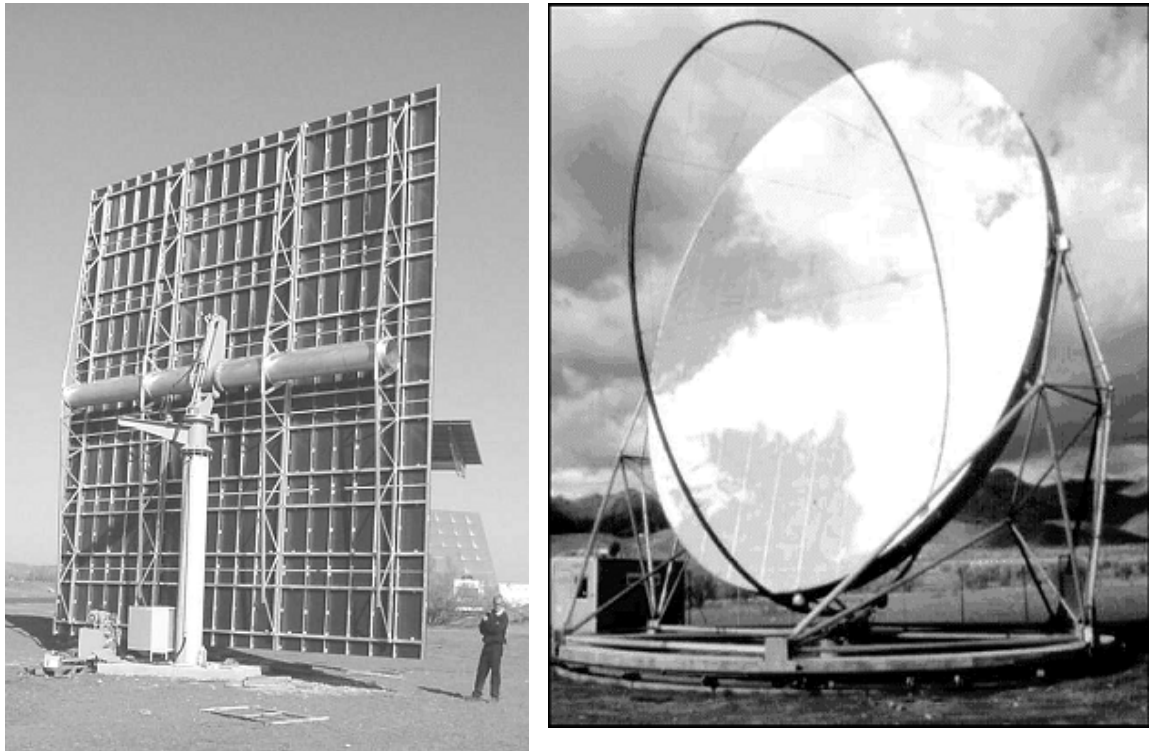
España ocupa un lugar de privilegio en la tecnología de helióstatos, habiendo participado CIEMAT activamente en la mayoría de los desarrollos nacionales. La tecnología de helióstatos de vidrio/metal se centra en unidades entre 70 m<sup>2</sup>, como es el caso del helióstato COLON desarrollado por INABENSA [Osuna et al., 1999], el helióstato Sanlúcar de 91 m<sup>2</sup> y 120 m<sup>2</sup> desarrollado por la misma compañía y el GM-100 de 105 m<sup>2</sup> desarrollado por CIEMAT [Monterreal et al., 1997], todos ellos ensayados en la PSA. Fuera de España sólo cabe reseñar el helióstato de 150 m<sup>2</sup> realizado por ATS en EEUU (Alpert y Houser, 1990).



*Fig. 13. Vista trasera del helióstato COLON SOLAR de 70 m<sup>2</sup> con pedestal y brazo soporte en T y estructura de celosías. En la base del pedestal se aloja la caja de control local con vista de detalle a la derecha. La imagen del helióstato se refleja en un blanco situado en la parte intermedia de la torre.*

Los precios se mueven, según los escenarios de producción, entre los 110 y los 180 Euro/m<sup>2</sup>. La disponibilidad de estos helióstatos ha resultado ser superior al 95% en la mayor parte de los casos y su calidad de imagen entre 2 y 2,5 mrad en rayo reflejado. La reflectividad promedio anual de un campo de helióstatos está entre el 85% y el 92%.

Un tipo de helióstato alternativo lo constituyen los denominados de membrana tensionada, donde la superficie reflectante está soportada sobre una fina membrana metálica rigidizada por tensión. El mayor hito logrado hasta el momento actual, es el helióstato de Steinmüller (ASM-150), también ensayado en la PSA, con 150 m<sup>2</sup> y una calidad de imagen de 2 mrad [Weinrebe et al., 1997]. A pesar de estos resultados, el helióstato de membrana no ha conseguido mejorar, por el momento, las expectativas de costes de los más probados helióstatos de vidrio/metal con espejo convencional.



*Fig. 14. Izquierda: Vista trasera del helióstato Sanlúcar de 91 m<sup>2</sup> desarrollado conjuntamente por INABENSA y CIEMAT en el año 2000. Derecha: Helióstato de membrana tensionada ASM150 de 150 m<sup>2</sup> desarrollado por la empresa Steinmüller.*

Las especificaciones técnicas y funcionales de un helióstato han de tener en cuenta las prestaciones ópticas a cumplir y el hecho de que se trata de un elemento que se encuentra expuesto a intemperie y sujeto fuertes cargas de viento. Como ejemplo de un conjunto de especificaciones técnicas se incorporan las especificaciones del helióstato Sanlúcar:

### **Especificaciones para helióstato con mecanismo hidráulico Sanlúcar:**

#### **Configuración básica**

Concepto:	Helióstato en configuración "T" doblemente simétrico con accionamiento hidráulico.
Superficie Reflectante:	91 m <sup>2</sup>
Calidad óptica	92% reflectividad y 2,9 mrad error máximo en rayo reflejado
Geometría:	Rectangular
Dimensiones:	9575 x 9670 mm.
Altura del centro de la superficie reflectante sobre el suelo:	5200 mm.

Nº de Facetas:	21
Tamaño facetas:	3220 x 1355 mm.
Superficie especular por faceta:	4,335 m <sup>2</sup> .
Peso Facetas:	60 Kg
Movimientos angulares:	Azimut: 120° (±1° ) Elevación: 90° (±1°)
Posición de descanso:	Espejos verticales
Posición de supervivencia:	Horizontal cara arriba
Periodo de abatimiento:	20 min. max. (desde posición más desfavorable)

### **Condiciones de operación**

#### **Normales.**

El helióstato operará de forma continua con el 100% de rendimiento, bajo las siguientes condiciones:

Viento:	hasta 18 Km/h
Temperatura:	0-50°C
Ángulo de elevación:	0-90°
Actividad sísmica:	Nula

#### **Reducidas.**

El helióstato operará de forma continua con rendimiento reducido (<100%) bajo las siguientes condiciones:

Viento:	18-36 Km/h
Temperatura:	0-50°C
Ángulo de elevación:	0-90°
Actividad sísmica:	Nula

#### **Abatimiento.**

El helióstato abatirá hacia la posición de supervivencia a partir de 36 km/h de velocidad de viento y hacia la de reposo cuando las condiciones de radiación solar no sean suficientes para el funcionamiento de la planta.

#### **Supervivencia.**

El helióstato se mantendrá sin deformaciones permanentes bajo las siguientes condiciones:

Viento:	hasta 120 Km/h
Temperatura:	-10-50°C
Ángulo de elevación:	0°
Actividad sísmica:	0.6 m/s <sup>2</sup>
Granizo:	de 20 mm con velocidad de impacto de 20 m/s en cualquier dirección.
Tormentas eléctricas, lluvia, arena y nieve.	

#### **Reposo.**

El helióstato permanecerá en esta posición bajo las siguientes condiciones:

Viento:	hasta 36 Km/h
Temperatura:	-10-50°C
Ángulo de elevación:	90°
Actividad sísmica:	0.6 m/s <sup>2</sup>
Granizo:	de 20 mm con velocidad de impacto de 20 m/s en cualquier dirección.
Tormentas eléctricas, lluvia, arena y nieve.	

## Distribución de Errores

Tabla 1. Ejemplo de errores máximos permitidos en el rayo reflejado

CONDICIONES DE OPERACIÓN	POS.	CAUSA DE ERROR	ERROR EN RAYO REFLEJADO (milirradiaes)
Errores que aparecen en cualquier situación	1	Contorno de los espejos (ondulaciones, tolerancias de curvatura, etc) a 25 °C	1.5
	2	Canteo en foco común.	1.2
	3	Ajuste de ejes de rotación (desplome de ejes, no ortogonalidad, horizontalidad del asiento del pedestal).	0.5
	4	Control electrónico (ancho codificadores, resolución de bordes, cálculo demanda, posicionado de ejes, efectos atmosféricos, coordenadas del sol, ...)	1.0
	5	Flexión del pedestal por calentamiento diferencial.	0.3
	6	Parcial de 1 a 5.	2.24
Errores debidos a fuerzas máxicas al girar el eje de elevación (dif. entre 30° y 90°)	7	Flexión del pedestal.	0.6
	8	Deformación de la estructura soporte.	1.55
	9	Deformación de los espejos.	0.4
	10	Elasticidad de los mecanismos.	--
	11	Parcial de 7 a 10.	1.71
Errores debidos al viento (18 Km/h)	12	Flexión y Torsión del pedestal.	0.4
	13	Deformación de la estructura soporte.	0.1
	14	Deformación de las facetas.	0.2
	15	Tolerancia de los mecanismos.	0.3
	16	Elasticidad de los mecanismos.	0.4
	17	Parcial de 12 a 16.	0.68
		<b>TOTAL</b>	<b>2.9</b>

El diseño del helióstato comienza con el estudio aerodinámico general de las diferentes posibilidades que se proponen para dar cobertura a las necesidades propias de una planta concreta. Así, un estudio básico de una propuesta de aplicación solar servirá para marcar las restricciones que deben imponerse en el diseño de los helióstatos a utilizar.

Un estudio aerodinámico en túnel de viento ayuda a determinar las cargas que debidas al viento aparecen en las diferentes geometrías de helióstatos que se ensayan. Las configuraciones que se consideren podrán contemplar las mas diversas formas y tamaños, incluyendo por ejemplo posibilidades con y sin hueco central, y para ambas la presencia o ausencia de suplementos laterales.

En la Fig. 15 puede verse a modo de ejemplo, un modelo de helióstato con hueco central y suplementos laterales ensayado para la Planta Colón Solar. En concreto se trata del helióstato de 66 m<sup>2</sup> SOLGAS con hueco central.

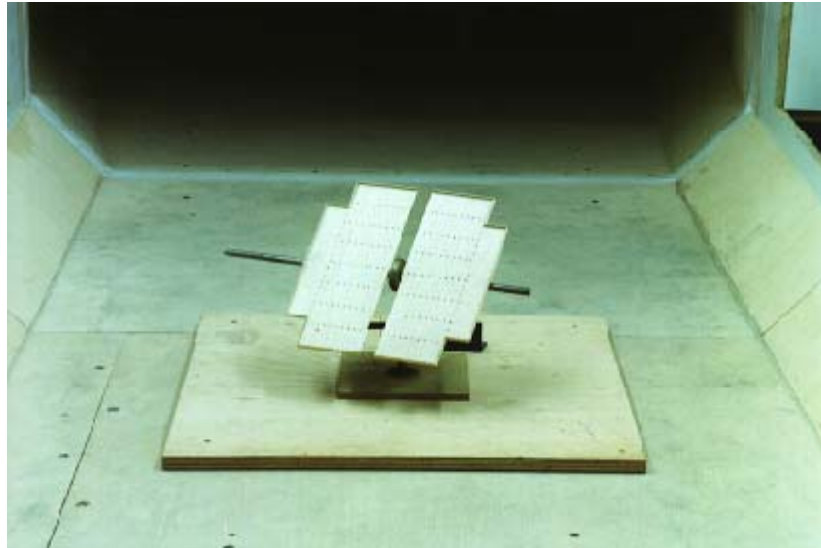


Fig. 15.- Vista de uno de los modelos a escala utilizados en el ensayo aerodinámico

Para la realización de estos ensayos, Inabensa contó con la colaboración de la Universidad Politécnica de Madrid, utilizando el túnel aerodinámico T4V que esta institución posee en la sede de la E.T.S.I. Aeronáuticos. Este túnel es de sección de ensayos cerrada y circuito fluido abierto. Está equipado con cuatro ventiladores de 7,5 kW de potencia cada uno y velocidad regulable. Las dimensiones de la cámara son de 1,2 m de alto por 1,2 m de ancho, pudiéndose alcanzar velocidades de viento de 126 km/h.

El túnel está dotado de los elementos de medida apropiados para el tipo de ensayos que se realizan, transductores de presión, unidades de lectura secuencial de presiones, sistema de adquisición de datos y ordenador. Además consta de una balanza de tres grados de libertad que permite medir la resistencia, la sustentación y el momento de picado. También se dispone de anemometría de hilo caliente y de una serie de tubos Pitot y captadores de presión que se apoyan sobre un sistema informático de adquisición de datos que permiten estudiar el campo fluido alrededor de cualquier modelo.

La validez de los resultados que se obtienen ensayando modelos en un túnel aerodinámico está refrendada por el principio de la mecánica de fluidos conocido como semejanza dinámica, que establece que en régimen incompresible, a bajas velocidades en relación con la velocidad del sonido, como es el caso en consideración, los coeficientes adimensionales de fuerzas y momentos aerodinámicos medidos sobre un modelo y los que aparecen sobre el obstáculo real serán los mismos siempre que en modelo a ensayar se reproduzcan a escala aquellos detalles de la realidad que sean aerodinámicamente significativos y siempre que o bien se conserve el llamado número de Reynolds o bien se demuestre la independencia de los resultados respecto de este parámetro. El número de Reynolds se define como  $Re = UL/\nu$ , donde  $U$  es la velocidad de la corriente incidente,  $L$  una longitud característica y  $\nu$  la viscosidad cinemática de la corriente fluida.

Este segundo supuesto, es decir, el de la independencia de los resultados respecto al número de Reynolds, es en general de aplicación en la mayoría de los obstáculos no aeronáuticos, pues si el objeto expuesto a la corriente incidente no está adecuadamente fuselado, la corriente se desprende en las aristas o donde las superficies cambian rápidamente de pendiente, produciéndose una situación que no

cambia al aumentar el valor del número de Reynolds con el incremento del valor de la dimensión característica  $L$ , una vez superado un cierto valor de este parámetro denominado valor crítico.

En el caso que nos ocupa, debido a que los helióstatos no tienen forma fuselada el desprendimiento de la corriente se produce siempre de la misma manera, y aunque el valor del número de Reynolds en los ensayos sea menor que en la realidad, es en todo caso muy superior al valor crítico, por lo que los resultados medidos en las simulaciones a escala se pueden extrapolar a los tamaños mayores del helióstato real.

El sistema de referencia que se adopta para realizar este tipo de estudios es el llamado de ejes viento. El viento se supone horizontal y paralelo al suelo. El eje  $x$  se hace coincidir con la dirección y sentido del viento. El eje  $z$  lleva la dirección de la vertical y finalmente el eje  $y$  lleva la dirección y sentido adecuado para formar un triedro a derechas.

Con el sistema adoptado, la posición del helióstato queda determinada por dos ángulos: el de ataque  $\alpha$ , que es el formado por el plano del helióstato con el suelo y el de guiñada,  $\beta$ , que es el que forma el eje horizontal del helióstato con el viento. Para una aclaración sobre estos ángulos y el criterio seguido para sus signos véase la Fig. 16.

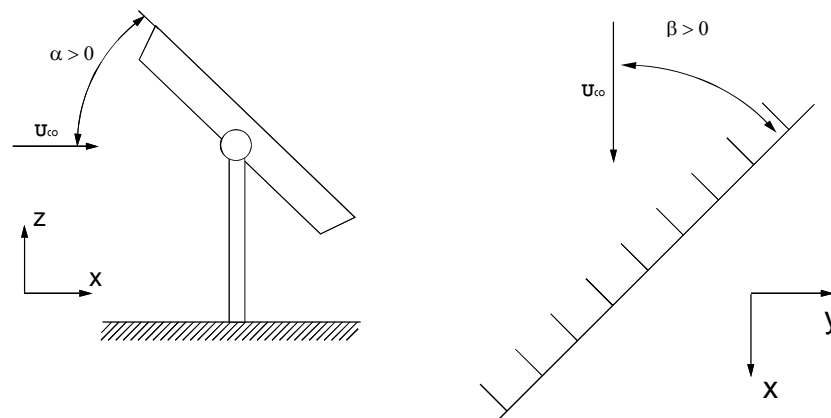


Fig. 16.- Sistema de referencia empleado y criterio de signos de los ángulos de ataque y guiñada

Para medir los momentos en los diferentes modelos de helióstatos se realiza un montaje con una doble articulación, de forma que sea posible cambiar el ángulo de ataque y el de guiñada. La forma de operar es dejar uno de los dos movimientos bloqueado con el ángulo en el valor deseado, mientras que el eje alrededor del que es posible el otro movimiento se conecta a un sistema de palancas que permite la medida del momento que ejerce la fuerza del viento cuando se mantiene también su posición fija.

A continuación se presenta un extracto de los resultados que son importantes para el diseño de helióstatos.

### Momentos

En el caso del coeficiente de momento de cabeceo se observa que los valores máximo y mínimo son muy parecidos en valor absoluto. Hay una zona en torno a  $\alpha=0$  en la que el comportamiento del coeficiente de momento es lineal con el ángulo, hasta que el

extradós del heliostato entra en pérdida, -este fenómeno se produce para ángulos algo mayores de  $20^\circ$  en valor absoluto-. No se obtiene para  $\alpha=+90^\circ$  y  $\alpha=-90^\circ$  un valor cero del coeficiente como ocurriría si el heliostato estuviese situado a una altura infinita del suelo, ya que en este caso el efecto del suelo se traduce en una zona de depresiones en la parte inferior y por tanto en un valor negativo del coeficiente.

Hay que hacer constar que, debido a la forma elegida para adimensionalizar los momentos, los valores de los coeficientes de momento son muy similares para todas las geometrías ensayadas que se muestran como ejemplo.

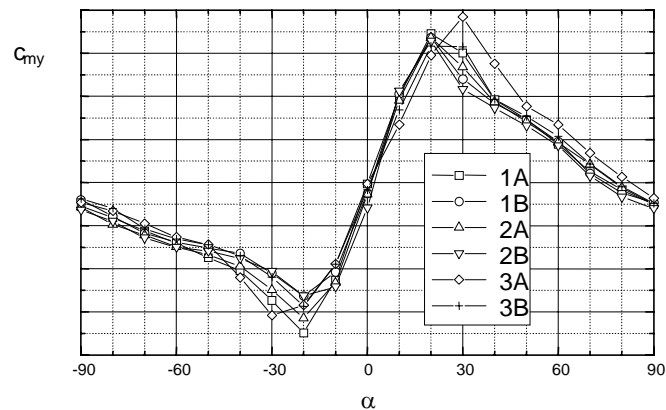


Fig. 17.- Momento de cabeceo de las diferentes configuraciones ensayadas

Se pueden hacer comentarios muy similares a los referidos al coeficiente de momento de cabeceo respecto al coeficiente de momento de guiñada. Se puede observar la dependencia lineal de este valor respecto al ángulo, en torno a  $\beta=0$ , comportamiento que se conserva hasta un determinado ángulo de guiñada en el que se genera la pérdida, -en torno a  $-30^\circ$ -, valor en el que se produce la caída del coeficiente. Cabe reseñar que para  $\beta=0$  el coeficiente alcanza un valor ligeramente distinto de cero debido a la pequeña resistencia que producen al viento las celosías.

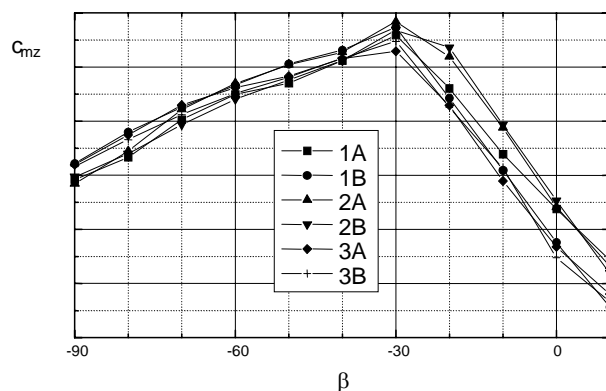


Fig. 18.- Momento de guiñada de las diferentes configuraciones ensayadas.



El coeficiente de momento  $C_{mx}$  será habitualmente menor que los otros dos y no producirá cargas sobre los mecanismos.

### Fuerzas

El caso crítico para la resistencia corresponde a  $\alpha=90$  y  $\alpha=-90$ . En cuanto al coeficiente de sustentación, el máximo se obtendrá cuando, no estando todavía en pérdida el helióstato, el coeficiente de momento de cabeceo medido sea máximo. No se ha considerado el valor del coeficiente de fuerza lateral  $c_y$  ya que, además de ser en general más pequeño que los coeficientes de sustentación y resistencia, tiene un efecto menor sobre los requerimientos que se exigen a los mecanismos.

Del estudio aerodinámico sobre los helióstatos se obtiene como resultado que tanto las fuerzas como los momentos provocados por el viento son proporcionales a la superficie y dependen fundamentalmente del factor de forma del helióstato.

### Cálculo de Cargas

A partir de los coeficientes aerodinámicos y de la geometría del helióstato, se calculan los esfuerzos siguientes:

- $F_x$ : fuerza en la dirección del eje X, aplicada en el centro de la superficie especular.
- $F_z$ : fuerza en la dirección del eje Z, aplicada en el centro de la superficie especular.
- $M_{y_{viento}}$ : componente del momento de elevación debida al viento con una velocidad de 45 m/s.
- $M_{y_{peso}}$ : componente del momento de elevación debida al peso propio de la estructura.
- $M_{y_{descentrado}}$ : comp. del momento de elevación debida al descentramiento de las fuerzas  $F_x$  y  $F_z$ .
- $M_{y_{totaldel}}$ : resultante total del momento de elevación cuando el viento es delantero.
- $M_{y_{totaltras}}$ : resultante total del momento de elevación cuando el viento es trasero.
- $M_z$ : resultante total del momento de acimut debida al viento con una velocidad de 36 m/s, para un ángulo de elevación de  $90^\circ$ , helióstato en posición vertical.

Se calculan las cargas para las condiciones de funcionamiento del mecanismo con viento máximo, que es de 45 m/s para el sistema de elevación en la operación de abatimiento y de 36 m/s para el sistema de acimut, sistema que no actúa durante la operación de abatimiento.

### Dimensionado, cálculo y simulación estructural del Helióstato

Una vez realizados los estudios de las cargas que van a definir de forma general las dimensiones constructivas del helióstato, se procede al dimensionado y cálculo de los diferentes elementos que conforman al mismo. Los objetivos de esta fase del desarrollo son:

- Seleccionar del mecanismo apropiado a las dimensiones y solicitudes del helióstato.
- Diseñar la estructura del helióstato.
- Cumplir las restricciones de la tabla de desviaciones máximas permitidas en rayo reflejado para distintos casos de carga.
- Comprobar que no se alcanza el límite de fluencia en ningún punto de la estructura.
- Mediante un proceso iterativo de cálculo, minimizar costes de material, fabricación, instalación y mantenimiento del campo de helióstatos en general y, consecuentemente, del helióstato en particular.

Se procede en primer lugar a optimizar el tamaño del mecanismo de accionamiento en función de las cargas más desfavorables debidas al viento y al peso propio de la estructura móvil, que dependerán del área de la superficie reflectante que se elija.

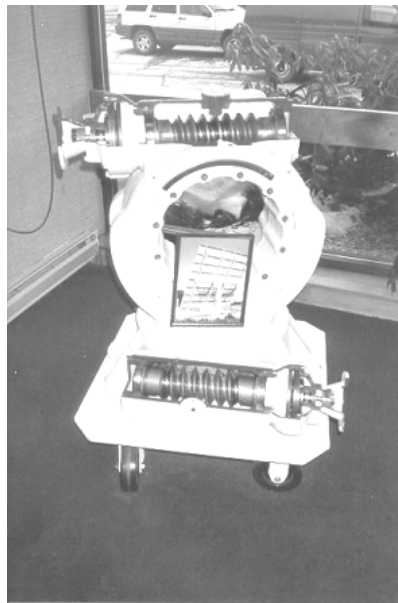
El mecanismo de accionamiento del heliostato es el encargado de producir de forma independiente los movimientos de elevación y acimut, de forma que la superficie especular pueda seguir la trayectoria del Sol y así reflejar la radiación sobre un foco situado en un punto determinado del espacio. La relación entre el ángulo de incidencia y el de reflexión del rayo hace que los errores angulares se multipliquen por un factor de dos, por lo que es vital que el accionamiento elegido ofrezca una gran precisión de posicionamiento.

Las características que debe tener el mecanismo para cumplir la finalidad propuesta son:

- Suficiente robustez para soportar el peso propio, el de la estructura móvil y las cargas de viento, y de rigidez para evitar las vibraciones de baja frecuencia.
- Capacidad de generar movimientos extremadamente lentos.
- Gran precisión de posicionamiento y ausencia de holguras.
- Posibilidad de garantizar un retorno relativamente rápido a la posición de supervivencia en caso de acercarse grandes vientos o catástrofes naturales.
- Resistencia a la intemperie y a los agentes atmosféricos.
- Facilidad de mantenimiento.
- Reducido coste de construcción y de explotación.

Se calcula el momento de elevación más desfavorable debido a la influencia del viento y del peso propio de la estructura para cada tipo de mecanismo considerado. Se analiza además la influencia en el momento de elevación más desfavorable, de la posición del conjunto celosías, facetas y espejos, buscando la posición que hace mínimo el momento debido al peso móvil.

Un mecanismo típico suele tener los engranajes de elevación y acimut independientes y conducidos de forma individual.



*Fig. 19.- Mecanismo convencional de engranajes tipo tornillo sinfín-corona. En la parte inferior se muestra el actuador de acimut y en la superior el de elevación.*

Estos engranajes de elevación y acimut son iguales unos a otros en cuanto al tipo, la forma de los dientes y el ratio de reducción. El primer paso de reducción es un sistema de engranaje planetario, mientras que el segundo paso, que es el de salida, es un

engranaje del tipo tornillo sin fin. La ventaja del engranaje planetario es que proporciona un alto ratio de reducción ocupando un espacio pequeño.

En el siguiente paso de reducción, el engranaje del tipo tornillo sin fin, proporciona también un elevado ratio de reducción de velocidad y una gran capacidad de momento. No obstante, la eficiencia de este tipo de engranaje es bastante menor, debido a los elevados esfuerzos de fricción. Esto por otra parte tiene como ventaja el hacer que el tornillo sea autoblocante siempre que el ángulo de fricción entre la rosca del tornillo y los dientes del engranaje sea mayor que el ángulo con el que se diseña el engranaje.

Además, el mecanismo va provisto de sendos rodamientos de bolas para los sistemas de elevación y acimut, que son del tipo X con cuatro puntos de contacto. El mecanismo lleva además un circuito sellado de lubricación con aceite.

Conocida la configuración básica del helióstato en cuanto a su forma, el área de la superficie reflectante y las dimensiones del mecanismo de accionamiento, se realiza un diseño óptimo de la estructura del helióstato, desde el punto de vista de la economía y de la facilidad de ejecución y de mantenimiento. Se pretende reducir y simplificar así en la medida de lo posible el número de soldaduras, y utilizar perfiles abiertos que permiten una mejor prevención y mantenimiento de la estructura ante la corrosión.

Por último se procede a calcular los desplazamientos que sufre la estructura al aplicarle el estado de cargas más desfavorable, utilizando un programa de análisis de estructuras mediante el método de los elementos finitos, Figura 6 y Figura 7. Una vez conocidos los desplazamientos de los puntos se procede a hacer un cálculo de las desviaciones angulares que se producirán en el rayo reflejado, comprobando que estas se mantienen dentro de los límites permitidos.

### 3.1.3 CARACTERIZACIÓN ÓPTICA DE UN HELIÓSTATO

La cuantificación del error óptico de un helióstato se determina a través del análisis de la distribución de irradiancia proyectada por éste sobre un blanco lambertiano [King, 1982]. En la clase sobre óptica de concentradores solares se pueden encontrar algunas referencias al tema. En primer lugar se apunta una cámara CCD al Sol y luego al Blanco y se almacenan las correspondientes imágenes digitalizadas para su procesamiento. A partir de la imagen del Sol y de la medida de radiación total directa suministrada por un pirheliómetro en el instante de tomar la imagen se determina la distribución de intensidad luminosa procedente del disco solar, usualmente denominada sunshape, calculando a continuación su desviación típica. A su vez, a partir de la imagen del Sol en el Blanco Lambertiano se determina la distribución de energía solar reflejada por las facetas sobre éste y se determina la distribución de energía reflejada mediante su correspondiente desviación típica. Desconvolucionando el sunshape obtendremos la calidad óptica del helióstato [Biggs y Vittitoe, 1979].

El banco de pruebas en la Plataforma Solar de Almería es la Plataforma de Ensayos de Prototipos de Helióstatos, provista de blanco de análisis de imágenes, estación meteorológica y sistema de adquisición de datos. El sistema de medida de imagen utilizado se denomina PROHERMES (Fig. 20), compuesto de cámara CCD de alta resolución (14 bits) y software de tratamiento de imágenes.

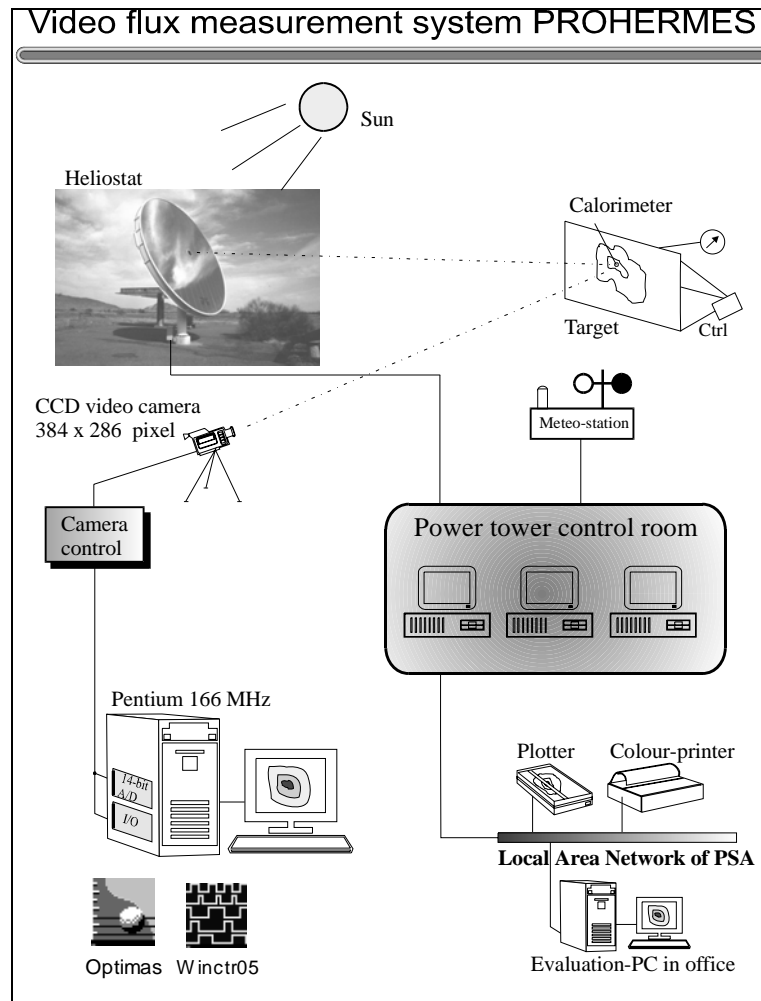


Fig. 20. Configuración del sistema de caracterización de helióstatos PROHERMES.

Tabla 2. Estructura de un protocolo de ensayos

GRUPO		ENSAYOS
I	Control Local	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Comportamiento del control local ante consignas</li> <li>➤ Ensayo de comportamiento del control local ante fallos y emergencias.</li> </ul>
II	Calidad óptica	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Ensayo de calidad óptica de las facetas</li> <li>➤ Ensayo de calidad óptica del helióstato</li> <li>➤ Ensayo de evolución diurna</li> </ul>
III	Calidad de Apunte	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Ensayo en las horas centrales del día.</li> <li>➤ Ensayos de repetibilidad</li> <li>➤ Ensayos de evolución diurna</li> </ul>
IV	Consumo	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Ensayos de consumo eléctrico total del helióstato</li> <li>➤ Ensayos de consumo de la electrónica</li> </ul>
V	Medida de flujo	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Ensayo de medida de flujo (potencia) suministrada por el helióstato</li> </ul>
VI	Ensayos de viento	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Ensayos de comportamiento ante distintas condiciones de viento</li> </ul>
VII	Estado superficial	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Medida de reflectividad superficial en distintos puntos del helióstato.</li> </ul>

Los ensayos de caracterización recogen pruebas de calidad óptica, errores de apunte, medida de flujo, control local, consumos eléctricos, etc., tal y como se recoge en la Tabla 2.

La Fig. 21 muestra una imagen del foco del heliostato Colón Solar (izquierda) a mediodía del 21 de enero de 1998, frente a su ideal simulada luego de procesar  $1,8E6$  rayos a partir de la forma solar experimental, captada por un dispositivo CCD y pirheliómetro. La imagen real presenta un ligero ángulo de escoramiento, así como una mayor dispersión de la distribución de intensidad en el eje vertical (elipticidad).

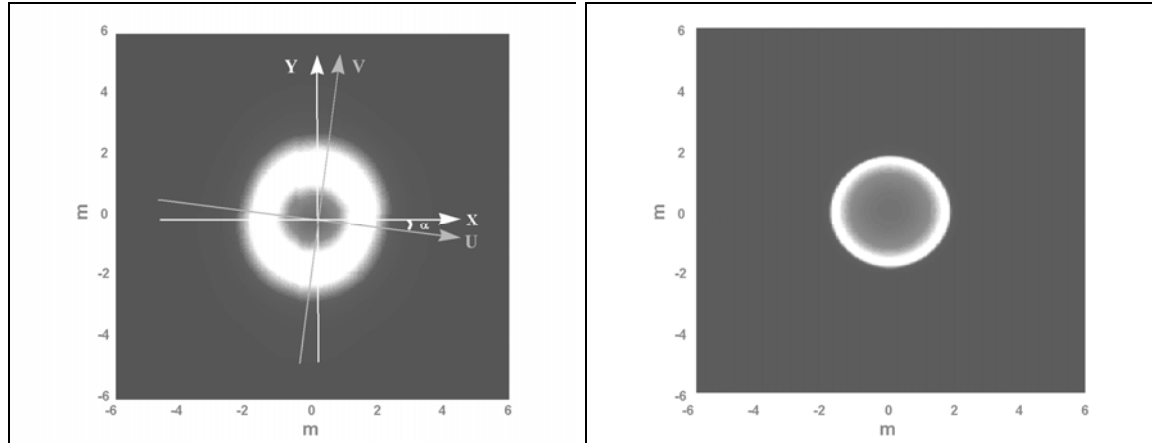


Fig. 21: Focos real (izquierda) y simulado del heliostato Colón (21 Enero 1998, mediodía solar).

La Fig. 22 muestra el ajuste matemático clásico por gaussianas de los perfiles de la distribución normalizada de intensidad a través de sus ejes principales. Los parámetros de desviación estándar  $\sigma_u$ ,  $\sigma_v$  son los que resultan del análisis estadístico de la imagen.

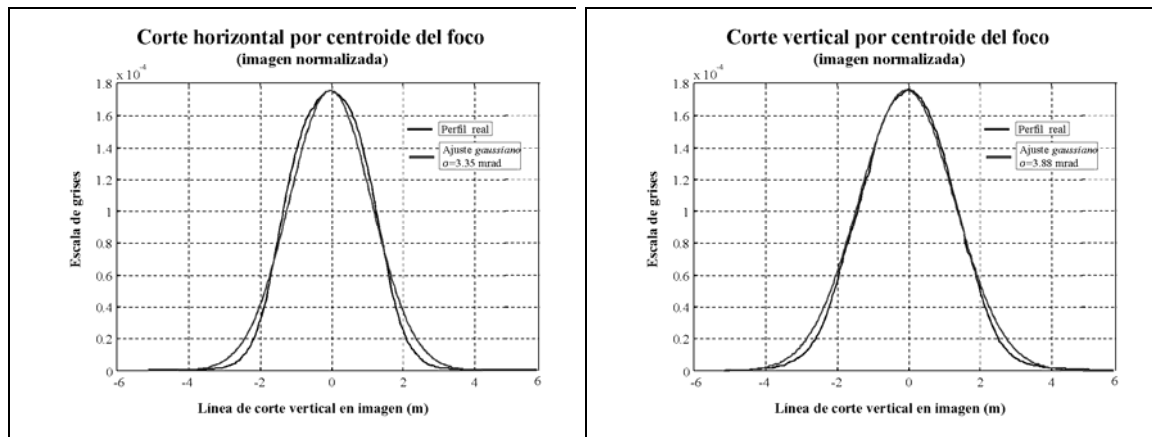


Fig. 22: Ajuste por gaussianas según ejes principales de la imagen del heliostato

La capacidad del heliostato para mantener la imagen del sol en un determinado blanco a lo largo del día, es una característica funcional de importancia, que debe ser evaluada con detalle.

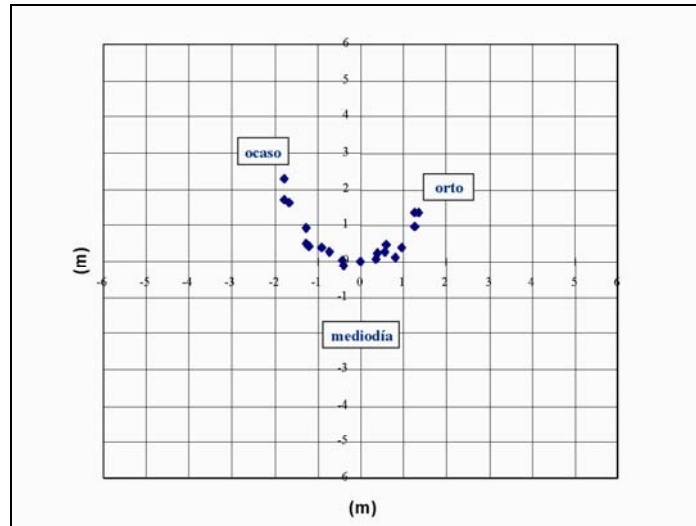


Fig. 23: Trayectoria del centroide en el blanco

### 3.2 CONTROL LOCAL Y CONTROL CENTRAL

La operación de una central termosolar basada en un sistema de receptor central requiere la implantación de sistemas de control que se encarguen de muy diversas tareas como son: adquisición e integración en el sistema de control de datos meteorológicos, sistema automático de detección de nubes, compensación de las deficiencias del campo de helióstatos (sistema automático de ajuste de offsets), el posicionamiento básico de los helióstatos con la finalidad de que apunten hacia el receptor solar mediante la interacción del sistema central de control con los controladores locales (sistema de control de helióstatos), control de flujo en dicho receptor con la finalidad de evitar el deterioro de los elementos constitutivos del mismo debido a elevados gradientes de temperatura (pudiendo incorporar sistemas de medición de flujo y temperatura basados en visión artificial), interacción con los sistemas convencionales de control de generación de vapor y de conversión de energía, etc [Yebra et al., 2004].

Un sistema integrado de control de una planta solar tipo torre, que incorpore todos los elementos necesarios para la operación y optimización del funcionamiento de la misma en un único sistema de explotación basado en un hardware y un software unificado, resulta la opción más adecuada.

En lo que sigue se van a explicar los distintos subsistemas que componen el sistema integrado de control y supervisión y las características principales, interacciones y peculiaridades que presenta el control de los mismos. Se distinguen los siguientes subsistemas:

- Controlador central, SCADA y puesto de operación.
- Sistema de control de posicionamiento del campo de helióstatos
- Sistema de control y supervisión de flujo en el receptor solar y subsistemas de medición de temperatura y flujo.
- Sistema automático de ajuste de offsets y subsistemas de detección del paso de nubes.
- Subsistema de adquisición de datos procedentes de la estación meteo
- Interacción con los módulos de almacenamiento de energía y generación de vapor
- Interacción con el sistema de conversión de energía

Una posible forma de integrar dichos subsistemas se representa esquemáticamente en la siguiente figura, donde los datos procedentes de los mismos se reciben en un sistema central de control encargado de coordinar y supervisar el funcionamiento del conjunto. La comunicación entre subsistemas (cuando no estén integrados en el propio sistema central de control) se llevará a cabo mediante el uso de una red digital de comunicaciones que permita la transmisión del flujo de información necesario entre los distintos subsistemas que componen el sistema integrado de control y supervisión de planta.

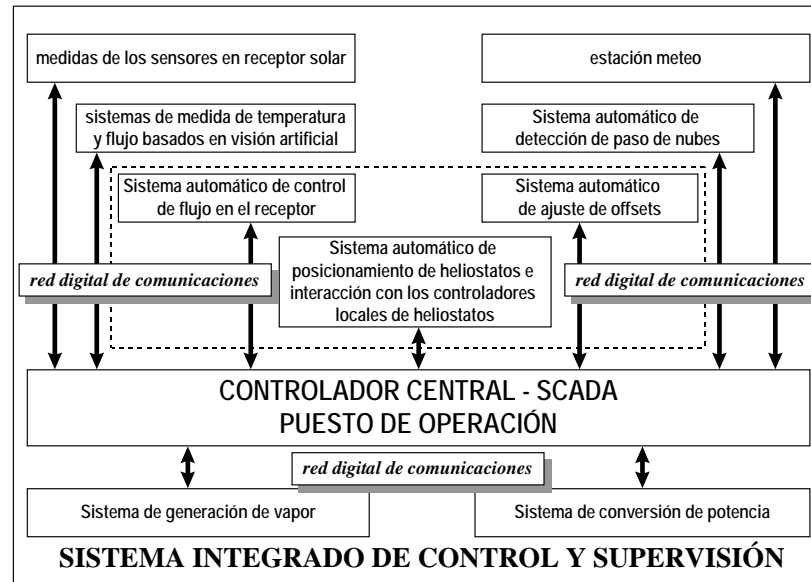


Fig. 24. Sistema integrado de control y supervisión de una planta solar de torre.

### Controlador central, SCADA y puesto de operación

La unidad de control central se encargará del control del campo de heliostatos, de supervisar aspectos básicos de funcionamiento del receptor solar, y de interactuar con su sistema SCADA de adquisición de datos (que integrará la información recibida de los controladores locales situados en el campo de heliostatos, puesto de operación, otros subsistemas, etc.).

### Sistema de control de posicionamiento del campo de heliostatos

El campo de heliostatos es el elemento sobre el que actuará el sistema de control con la finalidad de que éstos apunten hacia el receptor solar (seguimiento normal), se sitúen en puntos de *standby* (zonas situadas fuera del receptor solar donde deben apuntar los heliostatos antes de ser enfocados al receptor y justo después de ser desenfocados, en situaciones de emergencia, etc.) para realizar seguimiento desfasado o bien permanezcan en posición abatida cuando estén fuera de servicio.

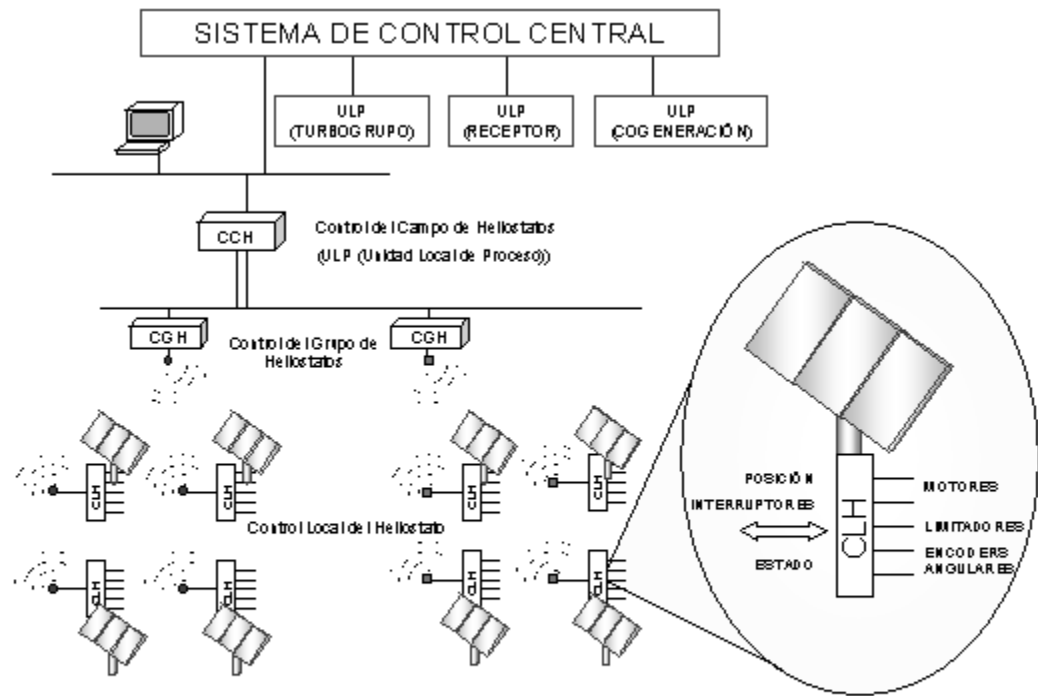


Fig. 25. Esquema básico de la arquitectura de control de un campo de heliostatos.

Dicha actuación se llevará a cabo a través de los controladores locales de los heliostatos, que son dispositivos que, situados a pie de heliostato, controlan el movimiento del mismo y las comunicaciones con el control central. Su objetivo fundamental por tanto es posicionar los dos ejes del heliostato de tal forma que el rayo reflejado por éste alcance y permanezca en el foco deseado.

Las funciones de cálculo a realizar para conseguir el posicionamiento adecuado de los heliostatos para que el reflejo del sol llegue al receptor solar y aquéllas encaminadas a la evaluación del sistema son las siguientes:

- Cálculos de la posición del sol y del vector solar cada unidad de tiempo determinada, sincronizándose mediante un receptor horario tipo GPS que proporcione el Tiempo Universal Coordinado, a partir de las coordenadas astronómicas del centro del campo de heliostatos. (los cálculos se basan en parámetros tales como día juliano, ángulo horario, declinación, ecuación del tiempo, hora solar, vector solar, elevación solar, azimut solar, corrección por refracción, etc.)
- Cálculo del flujo que aporta cada heliostato a partir de un banco de datos fruto de una caracterización inicial para diferentes horas y épocas del año, y de las variables principales como irradiancia y reflectividad media del campo.
- Cálculo de parámetros para la evaluación del comportamiento del sistema solar (coseno efectivo del campo, superficie reflectante efectiva, energía reflejada por el campo colector, potencia incidente en boca del receptor, etc.).



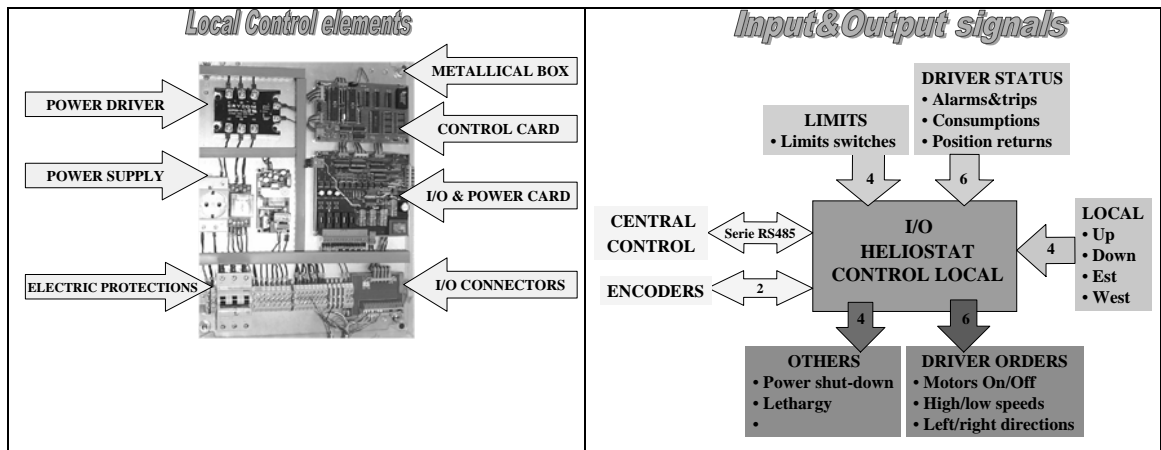


Fig. 26 Principales elementos que componen el control local de un heliostato.

El control local ha de resolver todas las actuaciones del heliostato que se han descrito con anterioridad y las comunicaciones con el control central mediante los correspondientes protocolos. La tendencia actual es a incrementar cada vez más el grado de inteligencia del heliostato para aumentar su autonomía frente al control central y la eliminación del cableado. El CIEMAT, en sus instalaciones de la Plataforma Solar de Almería, PSA, ha desarrollado y puesto en funcionamiento el primer heliostato autónomo [García y Egea, 2000]. Este heliostato introduce novedosos conceptos en un intento de reducir de forma significativa los costes de las infraestructuras en obra civil y distribución eléctrica en campos de heliostatos de centrales de torre central. Este heliostato de óptica fija y tipo vidrio/metal, de estructura clásica en T y de 70m<sup>2</sup> de superficie reflectante, ha sido adaptado para incorporar todos los componentes necesarios bajo el nuevo concepto de autonomía. Un sistema fotovoltaico suministra la energía necesaria por el heliostato para controlar a dos motores de corriente continua a 24Vcc con un consumo máximo de 15A. El heliostato comunica con la sala de control, situada a unos 400 metros de distancia gracias al empleo de un radiomodem avanzado trabajando a 9600 baudios. Un anemómetro, un interruptor de viento, sensores de luz y temperatura han sido incorporados en el nuevo heliostato para dotarlo de rutinas de autoprotección ante condiciones externas adversas. Con el uso del panel fotovoltaico, instalado sobre la superficie especular del heliostato, y del radiomodem, se eliminan totalmente las canalizaciones y cableados empleados en campos de heliostatos convencionales. Una completa campaña de ensayos ha sido realizada para conocer el funcionamiento del heliostato en ciclos operativos rutinarios y determinar los consumos reales con objeto de optimizar el sobrecoste ocasionado por este concepto y poder contrastarlo con el ahorro obtenido en trabajos de obra civil, cableados y suministro eléctrico convencional [García, Egea, Romero y Gazquez, 2000]. En un proyecto posterior se ha conseguido poner en funcionamiento un campo con 92 heliostatos funcionando en modo autónomo [García et al., 2004].

### **Subsistema de medición de flujo y temperatura**

Existe la posibilidad opcional de determinar la distribución del flujo de la luz solar concentrada que llega al receptor y la distribución de la temperatura en la superficie absorbente del receptor usando técnicas de visión artificial, en vez de recurrir a la instalación de termopares y otro tipo de sensores en el interior del receptor solar. Junto con el rendimiento térmico del receptor, los dos parámetros mencionados definen la eficacia del receptor, la cual es de importancia primordial con respecto a la producción comercial de energía. En este caso, la información que proporcionará este subsistema

será una imagen o conjunto de datos que caractericen el perfil de temperaturas y de flujo en el receptor solar. Esta información será procesada por el controlador central o bien por otro subsistema (por ejemplo el de ajuste de offsets) para realizar los cálculos de modificaciones de focos de apunte por grupos de heliostatos o cambio de foco de un heliostato concreto, e incluso para detectar la presencia de nubes. El conocimiento del perfil de temperaturas permite realizar la modificación de las coordenadas de apunte de los focos existentes en caldera o la modificación del foco de apunte de un heliostato para mantener la distribución de temperaturas requeridas en los tubos del receptor dentro de un rango a definir.

### Sistema automático de ajuste de offsets

Al error calculado entre consigna y posición real en cada eje del heliostato se denomina offset o error estático. En las plantas solares existentes en la actualidad, la corrección de offsets de los heliostatos es una tarea que se realiza periódicamente por parte de un operador especializado con la ayuda de la imagen procedente de una cámara situada en el campo de heliostatos y apuntando hacia un blanco auxiliar. Según la imagen obtenida, el operador cambia manualmente los valores de los ángulos de azimut y elevación (en bits de captador) para hacer coincidir el reflejo del heliostato con el centro de la diana o blanco auxiliar. Por tanto, una de las posibilidades existentes en el desarrollo del sistema de ajuste automático de offset es usar una sola cámara tipo CCD en blanco y negro motorizada que permita la corrección del offset durante la operación rutinaria en días sin nubes y la operación en modo de detección de nubes (ver siguiente sección) en días en que exista esa posibilidad. El sistema de ajuste de offsets debe determinar la desviación que hay de la mancha producida por el heliostato respecto del centro de la diana y en función de las coordenadas del heliostato aproximar el valor del offset y corregir el apunte de los heliostatos.

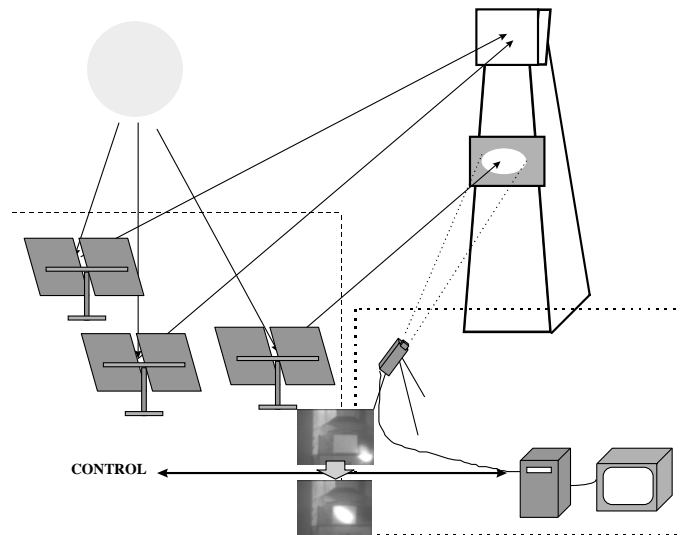


Fig. 27. Sistema de captura de imágenes para corrección de offsets.

### Interacción con el sistema de conversión de energía

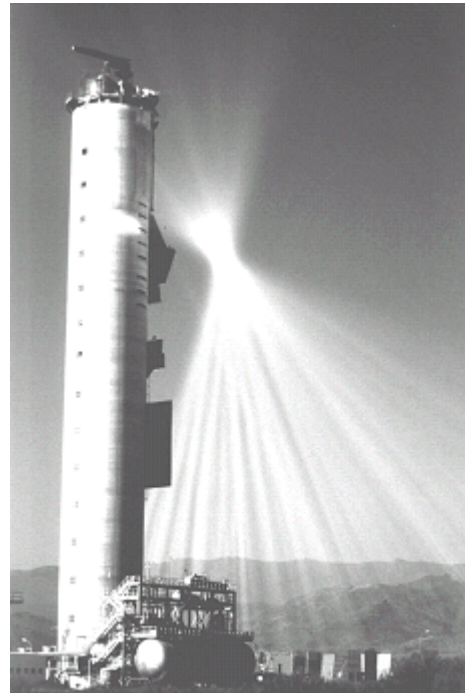
El controlador central integrará información procedente del sistema de control de la parte convencional de la planta. En concreto, los datos más relevantes estarán relacionados con las alarmas generadas por el disparo de caldera y en general acciones encaminadas a preservar la seguridad del sistema receptor (que pueden llevar a desenfoque de grupos de heliostatos), al establecimiento de secuencias de

enfoque y desenfoco para mantener el flujo incidente según los requerimientos del receptor y a la indicación de estados del receptor que limiten el número de heliostatos enfocados (por ejemplo, el caso en que las compuertas del receptor se encuentren cerradas).

### 3.3 Sistema Receptor

El receptor es el elemento que recibe la radiación solar concentrada y la transforma en energía térmica para ser usada en procesos posteriores. Este proceso generalmente conlleva altas temperaturas y altos niveles de flujo incidente por lo que debe ser realizado con las menores pérdidas posibles, radiantes o convectivas, de la energía absorbida previamente, con el menor consumo eléctrico, y evitando la pérdida o degradación del fluido de transferencia, teniendo en cuenta las grandes distancias que tiene que recorrer para subir y bajar de la torre, cuya altura va de 50 a 150 m .

Existen numerosas propuestas y ensayos experimentales de receptores solares con diferentes configuraciones y adaptados a los distintos fluidos de transferencia térmica que se han propuesto, existiendo receptores de intercambio directo, cuando el fluido es expuesto directamente a la radiación y la absorbe, y de intercambio indirecto, cuando algún elemento es el encargado de convertir la radiación solar a calor, y cede después éste convectivamente al fluido de transferencia térmica. A su vez, existen distintas configuraciones constructivas, existiendo receptores orientados que sólo admiten radiación procedente de determinadas direcciones y circulares, que admiten radiación desde cualquier origen angular a su alrededor (Fig. 29). Por otro lado, el proceso de intercambio térmico puede producirse de las siguientes formas básicas (Fig. 33):



*Fig. 28. Vista lateral de la torre de hormigón de 80 m de la instalación CESA-1 en la PSA, con el haz de radiación concentrado próximo al receptor solar.*

- A través de tubos que reciben la radiación en su parte exterior, conducen la energía a través de sus paredes y la transmiten al fluido térmico que circula por su interior. Dentro de este tipo podemos considerar dos diferentes receptores: de cavidad y exterior. El receptor de tubos funciona como un intercambiador de calor recuperativo, de tipo indirecto.
- Convirtiendo en calor y transfiriendo la energía térmica por convección al aire que pasa a través del volumen de un absorbedor metálico o cerámico en diferentes formas. El receptor volumétrico opera como un intercambiador de calor convectivo.
- Mediante el uso de fluidos o chorro de partículas que reciben la radiación directa e inmediatamente la reciben en su volumen o superficie. Este tipo de receptor opera como un intercambiador de calor directo.

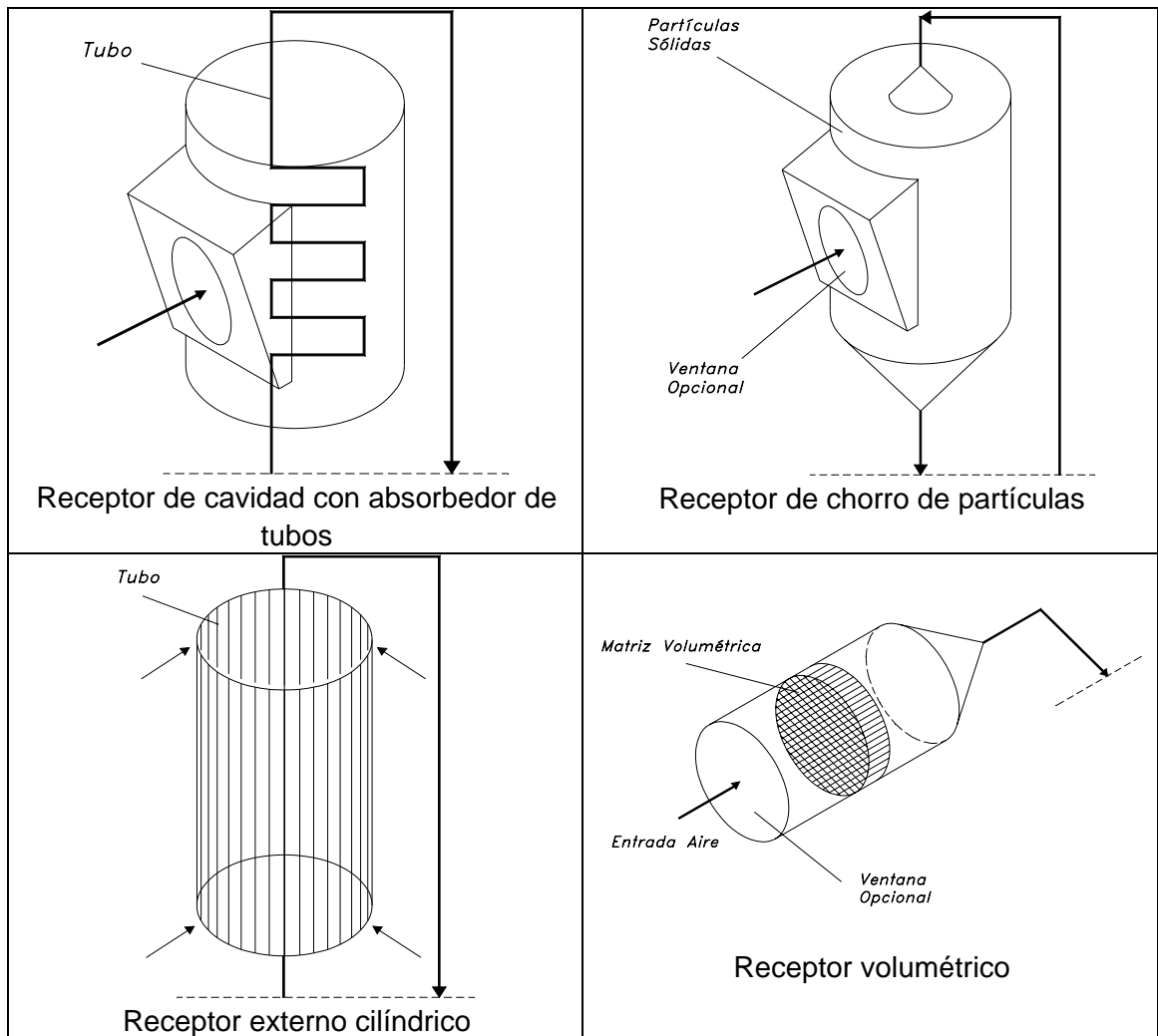
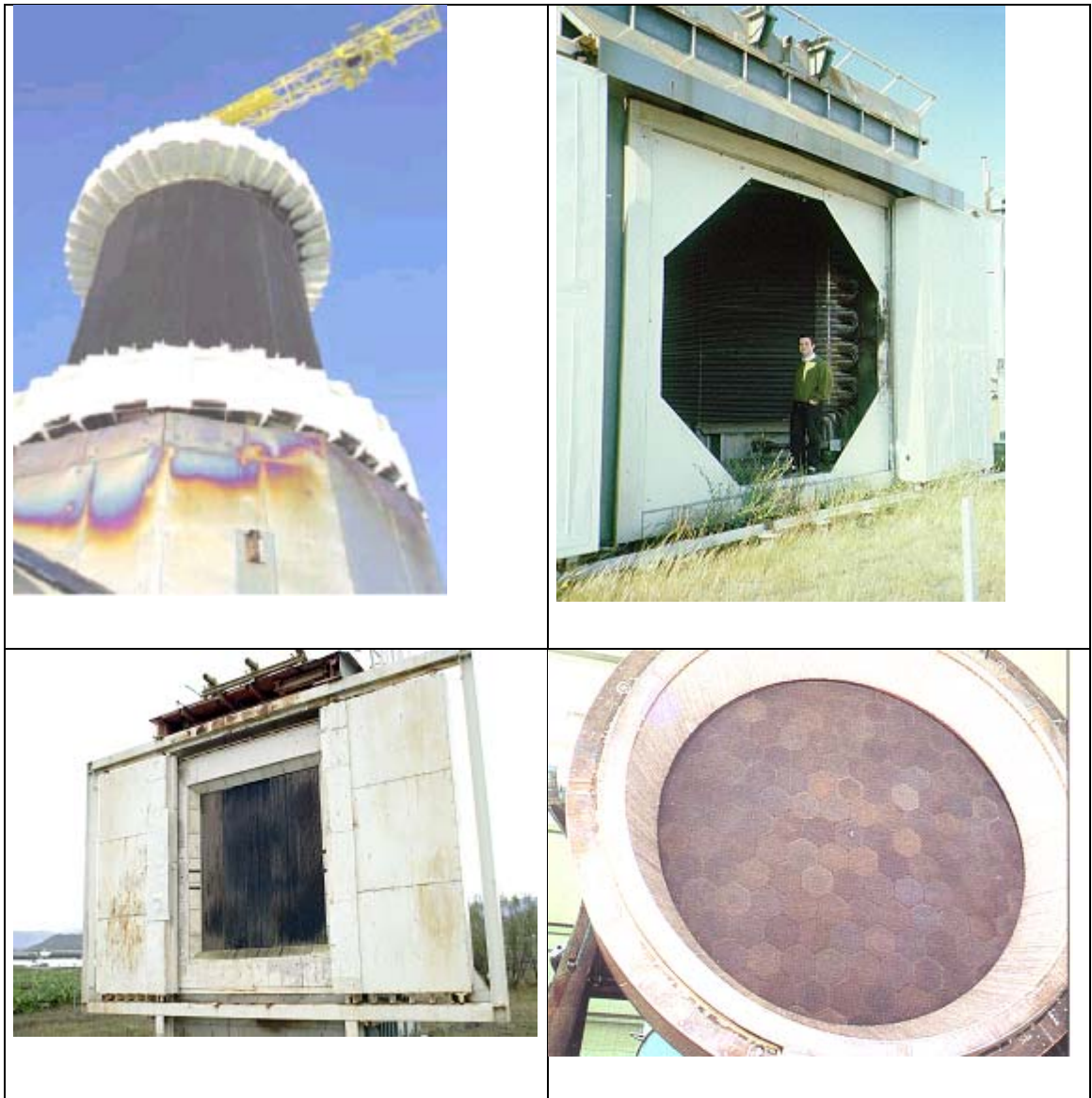


Fig. 29. Conceptos básicos de receptores solares utilizados en centrales de torre

El receptor constituye el auténtico núcleo de cualquier sistema de torre de potencia, siendo el elemento más complejo y que mayor complejidad tecnológica encierra, por la aludida necesidad de absorber la radiación incidente con las menores pérdidas y en unas condiciones de flujo concentrado muy exigentes. Los esquemas representados en las Fig. 29 y Fig. 33 se acompañan, para su mejor comprensión de las imágenes mostradas en la Fig. 30.



*Fig. 30: De izquierda a derecha, y de arriba abajo: a) Rec. Tubular Externo Cilíndrico; b) Rec. de Cavidad; c) Rec. Tubular Plano; d) Rec. Volumétrico*

En el campo de los receptores solares, la realidad es mucho más compleja que en el caso de los helióstatos, estando muy ligados los desarrollos al tipo de planta y el ciclo termodinámico considerados. La Figura 2 muestra los rangos aproximados de operación para varios tipos de receptores. Podemos apreciar que las tecnologías tubulares permiten altas temperaturas o altas presiones, pero no ambas al mismo tiempo. En el caso de los receptores volumétricos se pueden conseguir temperaturas más altas con presiones de hasta 30 bar. Se han ensayado en el mundo una gran cantidad de configuraciones, buena parte de ellas en las instalaciones de la Plataforma Solar de Almería, con sodio líquido, sales fundidas, vapor saturado, vapor sobrecalentado, aire atmosférico y aire presurizado como fluidos refrigerantes.

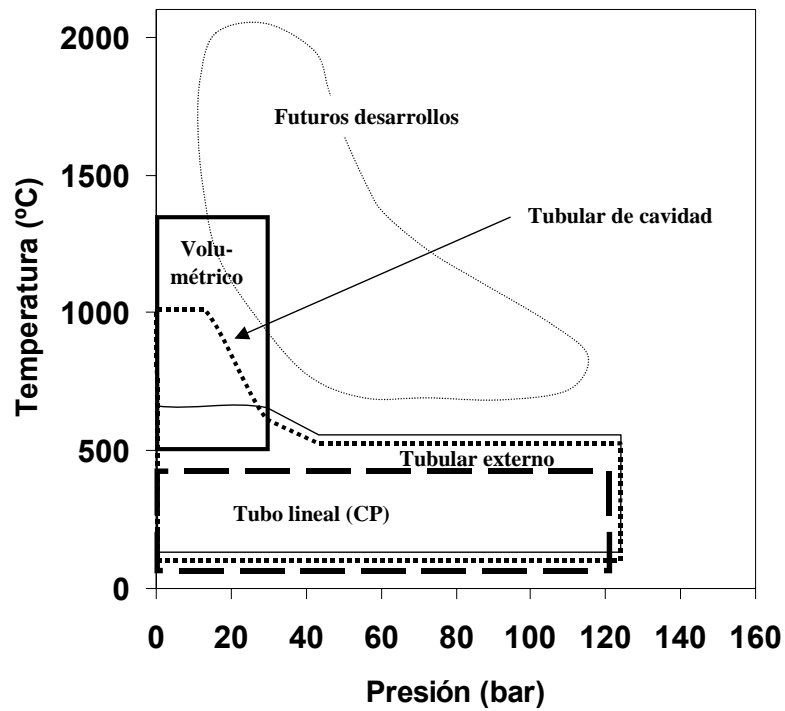


Fig. 31 Rangos de funcionamiento de distintos tipos de receptores solares.

Tabla 3. Características de receptores solares

Fluido	Agua/ Vapor	Sodio Líquido	Sales fundidas	Volum. Aire
Flujo ( $\text{MW/m}^2$ )				
- Promedio	0.1-0.3	0.4-0.5	0.4-0.5	0.5-0.6
- Pico	0.4-0.6	1.4-2.5	0.7-0.8	0.8-1.0
Temp. salida Fluido ( $^{\circ}\text{C}$ )	490-525	540	540-565	700-800 (>800)

### 3.3.1 RECEPTOR DE TUBOS.

Los receptores de tubos, tanto en cavidad como externos, han venido siendo los más usados en el pasado. Se han utilizado receptores de cavidad en Thémis, IEA-SSPS-CRS (Sulzer) y en la planta CESA-1. También se han probado receptores externos en las plantas Solar One, IEA-SSPS-CRS (Agip/Franco Tossi) y Solar Two con sales fundidas [Grasse, Hertlein y Winter, 1991], [Pacheco y Gilbert, 1999].

- Solar One en Barstow, California, U.S.A., usó un receptor de agua-vapor sobrecalentado tipo once-through. Se operó entre los años 1984 a 1988. Era un receptor de tipo externo con 24 paneles rectangulares de un metro de ancho por catorce de largo. Seis paneles en la parte sur producen el primer vapor saturado, pasando a los delanteros con posterioridad para que se produzca el sobrecalentamiento del mismo. Los tubos estaban soldados a lo largo de toda su longitud en cada panel y recubiertos de una capa de pintura negra Pyromark. Las condiciones de diseño eran para la obtención de un vapor a una temperatura de 516 °C y a una presión de 100 bar. Hasta 42 MWt puede absorber el receptor, que son convertidos en 10 MW de energía eléctrica. La parte de sobrecalentamiento tuvo problemas de deformaciones por la mala transferencia de calor.

- CESA-1 en Almería, España, receptor de agua-vapor orientado hacia el norte con una inclinación hacia el campo de helióstatos de 20°. Se operó entre los años 1983 a 1986 en su configuración inicial. Se trataba de un receptor de tubos tipo cavidad, apertura cuadrada de 3.4 metros de lado, que utilizaba como fluido refrigerante agua/vapor gracias a una circulación asistida. Estaba compuesto por un evaporador formado por tres paneles consistentes en haces de tubos de acero al carbono A-106 Gr B, con una superficie de 48.6 m<sup>2</sup> y por un sobrecalentador formado por haces de tubos en seis pasos, fabricado en acero X-20 Cr Mo V 121. La máxima potencia incidente en el receptor era de 6.7 MWt y con unas condiciones de vapor de 110 kg/cm<sup>2</sup> de presión y 525°C de temperatura. Al igual que Solar One, la zona de sobrecalentamiento tubo importantes problemas de deformaciones y hubo de ser operada a muy bajos flujos con las correspondientes penalizaciones en tiempos de arranques y transitorios, lo que obligaba a largos periodos de hasta 45 min para alcanzar condiciones nominales. Los receptores de agua vapor admitían flujos máximos de 700 kW/m<sup>2</sup> y promedios de 350 kW/m<sup>2</sup>.

- SSPS-CRS en Almería, España: Receptores de sodio orientados hacia un campo norte. De los años 1982 a 1986 se ensayaron dos receptores. El primero de ellos, Sulzer, fue un receptor vertical de tubos de tipo cavidad con una apertura de forma octogonal (Fig. 30-b). El absorbedor era una sección de 120° de un cilindro de 4.5 m de diámetro situado verticalmente. El sodio circulaba a través de 6 tubos paralelos horizontales que iban en forma de haz desde la parte inferior a la superior. Los tubos no iban soldados entre si aunque si iban sujetos individualmente. La temperatura de salida del sodio era de 530°C. La máxima densidad de flujo admisible por este absorbedor era de 0.6 MW/m<sup>2</sup>.

El segundo receptor, llamado ASR (Advanced Sodium Receiver), fue un receptor de tubos externo consistente en cinco paneles que unidos daban una forma rectangular (Fig. 30-c). Cada panel consistía en un haz de 39 tubos. Los tubos estaban unidos en grupos de tres y se sujetaban de tal manera que permitían una dilatación longitudinal y también una rotación. En la parte posterior, un panel de protección a base de alúmina protegía la estructura posterior del sistema y, simultáneamente, reflejaba y radiaba parte de esta energía a la parte posterior de los tubos. El pico de densidad de flujo

para el que se diseñó este receptor fue de 1.38 MWt/m<sup>2</sup>. Ambos receptores eran capaces de absorber una potencia de 2.5 MWt. Los receptores de sodio obtuvieron unas excelentes prestaciones con tiempos de respuesta muy cortos consiguiéndose arrancar en frío hasta condiciones nominales de operación en tiempos inferiores a los 15 min. No obstante, las fuertes restricciones de seguridad que llevan aparejadas han desaconsejado su uso.

- GAST en Almería, España, receptor de aire. Diseñado para ser un receptor de cavidad, el ensayo se realizó con los paneles en el exterior de la torre. Al igual que SSPS-CRS también hay que considerar dos diferentes tipos de receptores, el primero de tubos metálicos, en número de 18 y longitud de los mismos de 8.4 metros, formando un conjunto vertical plano por el que circulaba una corriente forzada de aire que un colector de entrada se encarga de distribuir a los tubos con un caudal másico en torno a 2.45 kg/s, una presión de 9.5 bar y una temperatura de salida de panel de 800°C. Los tubos estaban unidos entre si mediante cinco bridas distribuidas regularmente a lo largo del panel de forma que los tubos pueden dilatar axialmente desplazándose por su interior. La salida de los tubos es recogida por un segundo colector que lo dirige a proceso. Para reducir las posibles deformaciones que se podían producir, el panel era precargado con una serie de pesos colgando de la parte inferior del cabezal de entrada. El material de los tubos fue Incoloy 800 H. Se ensayó durante los años 1985 a 1986. El segundo panel receptor, de tubos cerámicos, se ensayó en 1987. Los 10 tubos que lo componían estaban fabricados en Si / CSi de 6.7 metros de largo. Con un caudal másico de 0.48 kg/s y una presión de 9.3 bar nos da una salida a una temperatura de 1000°C. Los dos paneles fueron ensayados como elementos individuales de un receptor perteneciente a una planta de receptor central de 20 MWe. El gran problema de estos receptores fue el bajo flujo de radiación solar que admitían (< 200 kW/m<sup>2</sup>), por el bajo coeficiente de transferencia de calor del aire y el alto gradiente térmico que se presentaba en los tubos (Fig. 33).

- Receptor central de sales fundidas. Receptor de tubos de tipo cavidad situado en las instalaciones que Sandia National Laboratories tiene en Albuquerque, New Mexico, USA. Receptor de 3.8 m. de ancho y 3.6 m. de alto capaz de absorber 5 megavatios térmicos a través de la apertura de 2.1 m. de ancho por 3.6 m. de alto. A los dos lados de la apertura se montaron unos paneles para absorber el flujo incidente reflejado por el campo que no penetraba al interior. El flujo de sales en el receptor estaba dividido en dos mitades, cada uno de ellos circulando a través de un haz tubular con forma serpenteante. Cada mitad estaba compuesta por tres paneles de tubos fabricados en Alloy 800 mientras que los paneles exteriores eran de acero inoxidable 304. Las sales trabajaban en un rango de temperatura comprendido entre 288°C y 566°C. Esta experiencia sirvió para el desarrollo del receptor actual de Solar Two (Fig. 30-a). Se trata de un receptor de 42 MWt, de 6,2m alto y 5,1m diámetro, con 768 tubos de 2-cm de diámetro. Un 88% eficiencia térmica medida (86% con viento). El flujo máximo en estos receptores es de 800 kW/m<sup>2</sup> y el promedio de 400 k/m<sup>2</sup>.

Además de estos ejemplos mencionados, receptores formados a base de tubos con diferentes formas y para diferentes fluidos, otra serie de receptores de características similares fueron ensayados en diferentes partes del mundo, Japón (Nio), Francia (Themis, operó entre 1983 y 1985, receptor de sales fundidas de 2.4 MWe), Italia (Eurelios, operó entre 1981 y 1984 con agua/vapor y 1 MWe de salida).



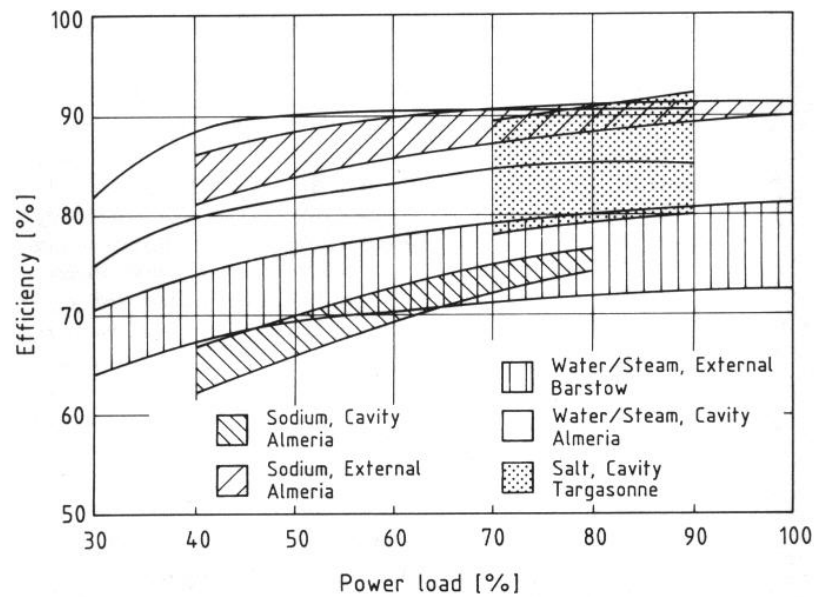


Fig. 32. Resumen de eficiencias de las principales experiencias con receptores solares de tubos.

### 3.3.2 RECEPTOR VOLUMÉTRICO

Un receptor volumétrico es un conjunto de estructuras de diversas formas, metálicas o cerámicas, preparado para rellenar un volumen. Pueden estar abiertos al exterior o con una ventana delante. Se consigue trabajar entre 700°C y 850°C de temperatura de salida con este tipo de receptores para absorbedores metálicos y más de 1000°C con absorbedores cerámicos.

El receptor volumétrico funciona haciendo pasar un fluido, normalmente aire, a través del volumen formado por el absorbedor. La radiación incidente sobre el absorbedor hace que éste alcance una alta temperatura. Al pasar el aire a través suyo, se produce un calentamiento convectivo del mismo. Normalmente el aire que pasa a través del absorbedor es regulado de manera que se ajusta a la distribución de la densidad de flujo incidente haciendo que la temperatura a la salida del absorbedor no presente un gradiente elevado entre dos puntos diferentes. (En la Fig. 33 se muestra un esquema de funcionamiento). Al producirse una succión del aire a través de la matriz volumétrica, las pérdidas convectivas teóricas son prácticamente nulas. Como vemos en el gráfico, la temperatura del gas va aumentando en paralelo a la del material, de forma que las temperaturas más altas se producen en el interior de la matriz minimizándose así las pérdidas.

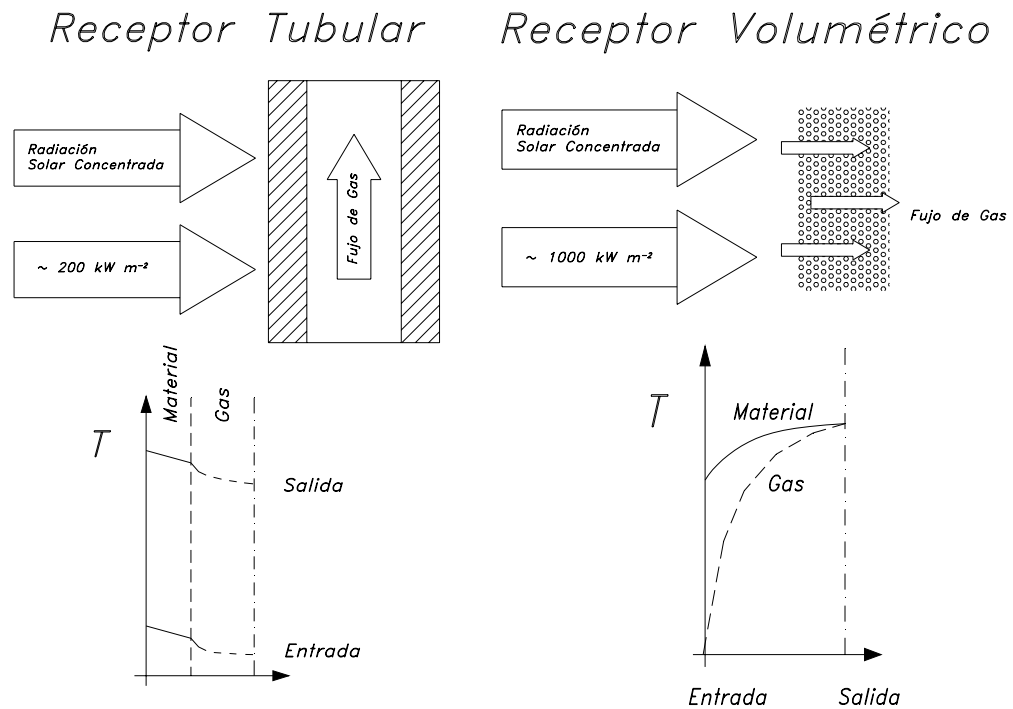


Fig. 33: Principios de funcionamiento de un receptor tubular y un receptor volumétrico.

Una ventaja adicional de los receptores volumétricos es que al producirse el intercambio a lo largo de todo el volumen interno de la matriz, podemos conseguir por superficie de apertura trabajar con flujos similares o incluso superiores a los de los receptores convencionales. Se han superado ya en la actualidad valores máximos de  $1.000 \text{ kW/m}^2$ , lo que permite abordar diseños de receptores con tamaños equivalentes a los de sales o vapor, a pesar de las peores propiedades del aire.

Las características principales de un receptor volumétrico de aire son las siguientes:

- El aire está siempre presente.
- No se congela.
- No hay cambio de fase.
- Se pueden hacer aplicaciones a alta temperatura, presentando el potencial de poderse aplicar escalonadamente primero a ciclos Rankine y posteriormente en ciclo cerrado directamente con turbinas de gas.
- Fácil operación y mantenimiento.
- Simplicidad del sistema.
- Rápida respuesta a los efectos transitorios debidos a cambios en el flujo incidente.
- No hay especiales sistemas de seguridad.
- No afecta al medio ambiente.

Hasta el momento, los receptores volumétricos han pasado por las siguientes fases

a.- La primera, a muy pequeña escala realizada por Sulzer en 1985 utilizando un disco parabólico para una posible planta en Suiza [Fricker, 1985]

b.- La más amplia (desde el año 1987 hasta nuestros días se han ensayado 12 absorbedores diferentes) realizada en las instalaciones de la Plataforma Solar de

Almería (PSA), donde existe un banco de ensayos para receptores volumétricos del orden de 200-250 kW [Fricker et al., 1990] y [Becker, Cordes, Böhmer, 1992],

c.- Ensayo de un absorbedor volumétrico de 2.5 MWt, también en la PSA. durante los años 1993 y 1994 (Proyecto TSA con DLR y Steinmüller) [Haeger et al., 1994].

d.- Ensayo de un absorbedor volumétrico de 3 MWt en la PSA, durante los años 2003 y 2004 dentro del proyecto Europeo SOLAIR.

La configuración básica de la instalación TSA incluía un receptor (Fig. 30-d), un generador de vapor, un módulo de almacenamiento de calor, dos soplantes y las correspondientes tuberías y dampers.

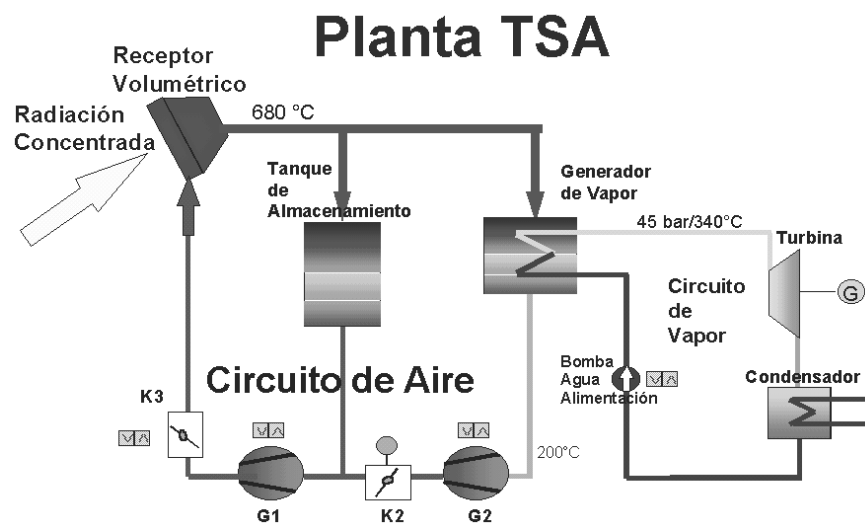


Fig. 34. Esquema de la instalación TSA ensayada en la Plataforma Solar de Almería basada en el uso de aire como fluido térmico y un receptor volumétrico abierto a la atmósfera.

El concepto ensayado en la instalación TSA surgió en el año 1986 a consecuencia del denominado proyecto PHOEBUS que pretendía la construcción de una planta de 30 MW en Jordania, [Grasse, 1991] y Schmitz-Goeb M, Keintzel G. (1997). Reproduciendo a pequeña escala la configuración prevista en la planta PHOEBUS (Fig. 34). Todo el hardware se situó a 83 m. de altura en una plataforma sobre la torre del campo CESA-1 en la PSA. La radiación solar incidente presentaba un valor promedio en boca de receptor de  $0.3 \text{ MW/m}^2$ . Se han conseguido sistemas de estrategias de enfoque inteligentes mediante software que han permitido mantener en todo momento la distribución de flujo deseada y temperaturas de salida del aire de  $700^\circ\text{C}$ . Una de las soplantes controlaba el flujo de aire a través del receptor y la otra a través del generador de vapor. Dependiendo de la carga sobre el generador de vapor, se puede pasar a cargar el almacenamiento en termoclina (pellets de alúmina) o bien hacer by-pass o descargar. El diámetro del absorbedor en el receptor era de 3 m. y estaba formado por módulos hexagonales con una malla metálica. La capacidad de almacenamiento del TSA era de 1000 kWh, permitiendo 30 minutos de descarga en condiciones nominales del generador de vapor. Los rendimientos alcanzados se situaron en el rango del 70-80% (Fig. 35), factor este que debe de ser mejorado en futuros diseños junto con la recirculación de aire en la boca del receptor que obtuvo eficiencias del 70%. En la actualidad CIEMAT está desarrollando un receptor con absorbedor metálico denominado SIREC que pretende mejorar las prestaciones de TSA [Téllez, Romero y Marcos, 2001].

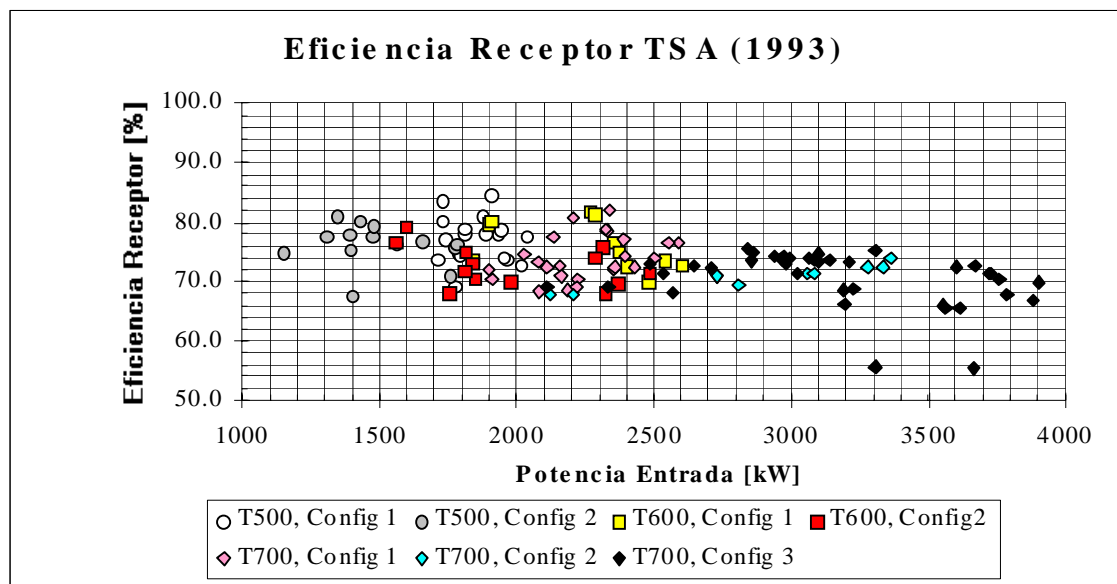


Fig. 35. Eficiencias del receptor volumétrico TSA ensayado en la PSA.

Muchos de los receptores volumétricos ensayados inicialmente no alcanzaron las temperaturas de diseño previstas sin que se produjeran daños locales o roturas estructurales. Estos fallos fueron, en la mayoría de los casos, causados por "choques térmicos", defectos en los materiales y/o malas condiciones de operación.

En los últimos años las actividades del DLR con sede en Colonia, en el campo de receptores volumétricos, se enfocaron hacia una mejor comprensión de los mecanismos fluido dinámicos y térmicos que se producen en dichos receptores volumétricos, los cuales se comportan como intercambiadores de calor convectivos. Basándose en simulaciones numéricas y estudios experimentales, se llegó a la conclusión de que ciertos receptores con estructura tipo nido de abeja dan lugar a flujos "inestables" bajo ciertas condiciones. Esto causa fusiones puntuales de material y otros problemas derivados. Sobre la base de estos estudios se desarrolló el prototipo HITREC, con objeto de garantizar, además de otras características deseables (como la modularidad y la operabilidad a altas temperaturas), la operación con flujo estable.

El receptor HITREC pretende mejorar los resultados sustituyendo el absorbente metálico por un absorbente cerámico que permite trabajar a temperaturas más altas. Además el receptor está formado por elementos modulares [Hoffschmidt et al., 1999].

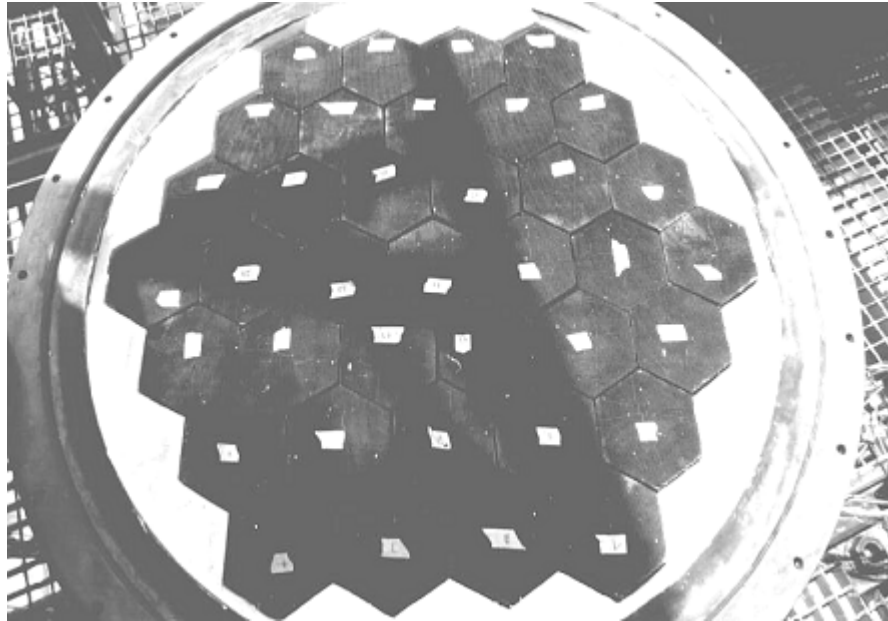


Fig. 36. Receptor HITREC I vista frontal montado en la torre SSPS de la Plataforma Solar de Almería.

El receptor está construido con 37 módulos cerámicos de forma hexagonal, con un diámetro entre planos de 120 mm. El receptor HITREC I tiene un área de apertura total de 0.491 m<sup>2</sup>. Cada módulo consiste de un absorbente con estructura en panal de SiSiC. Estos absorbentes se alojan sobre copas de SiSiC, tal como se muestra en las figuras 2a y 2b. La estructura de cada módulo absorbente se fija mediante tres puntos de retén sobre la copa. Las copas son de forma hexagonal en su apertura y de forma cilíndrica en la parte trasera. La estructura en panal del absorbente está hecha de carburo de silicio (SiC) recristalizado con una porosidad en la apertura del 49.5%.

➤ N° módulos:	37
➤ Diámetro de las copas:	120 mm
➤ Separación entre copas:	4 mm
➤ Material del absorbente:	SiC
➤ Estructura:	panal de abeja
➤ Porosidad:	49,5%
➤ Diámetro hidráulico	2,1 mm
➤ Espesor de pared	0.8 mm
➤ Tratamientos especiales:	chorro de arena
➤ Área apertura:	0,491 m <sup>2</sup>

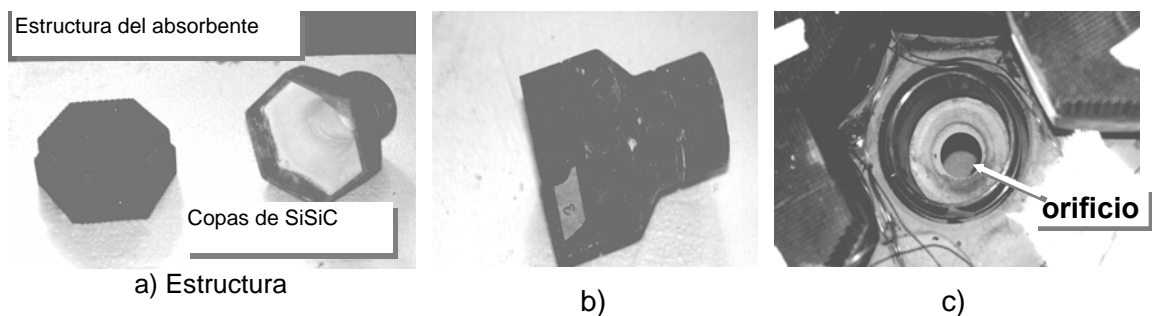


Fig. 37. Fotografías de: a) "panal" y copa del absorbente, b) Módulo de absorbente, c) orificio para salida de aire.

El receptor se ha diseñado para temperaturas de hasta 1000 °C y un poco mayores. Para estas temperaturas la membrana de soporte de acero y los puntos de sujeción con muelle deben ser refrigerados. Para ello se hace circular aire ambiente entre los espacios que quedan entre la doble membrana, la parte exterior de las copas y que sale por los retenes de las copas y por los intersticios de separación entre los módulos absorbentes. Este aire retorna así a la parte frontal del receptor donde puede, al menos parcialmente, volver a ser introducido por succión en los orificios en panel del absorbente. Esta recirculación representa una mejora en la eficiencia térmica global del receptor.

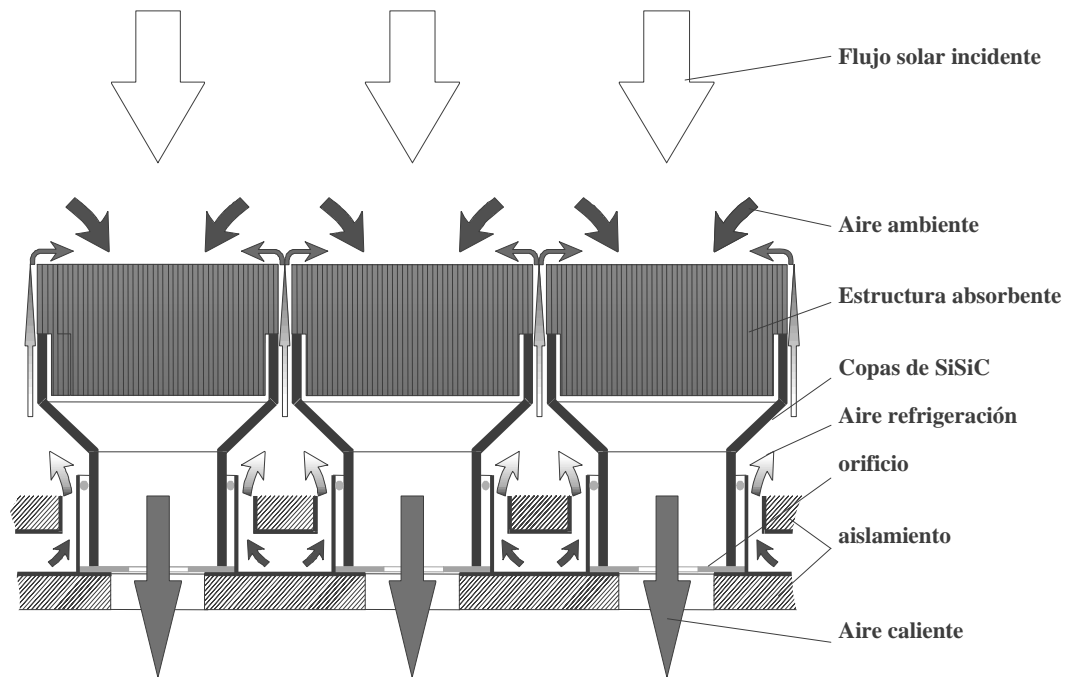


Fig. 38. Esquema de funcionamiento del receptor HITREC

El diseño modular del receptor es suficientemente versátil y permite integrar elementos absorbentes de diferentes materiales (hojas cerámicas, espumas cerámicas o mallas de hilo) unos junto a otros. Esto permite adaptar la estructura de absorbente más adecuada o el material más adecuado a las condiciones de radiación y temperatura locales en el receptor.

La Fig. 39 representa la eficiencia global resultante de los ensayos sobre el módulo HITREC. La eficiencia térmica se ha calculado como el cociente entre: (energía ganada en el agua de enfriamiento + pérdidas por conducción a través de la envoltura del lecho) / (potencia solar incidente en apertura del receptor). Dicha potencia incidente se midió con el sistema de medida de flujo ProHermes.

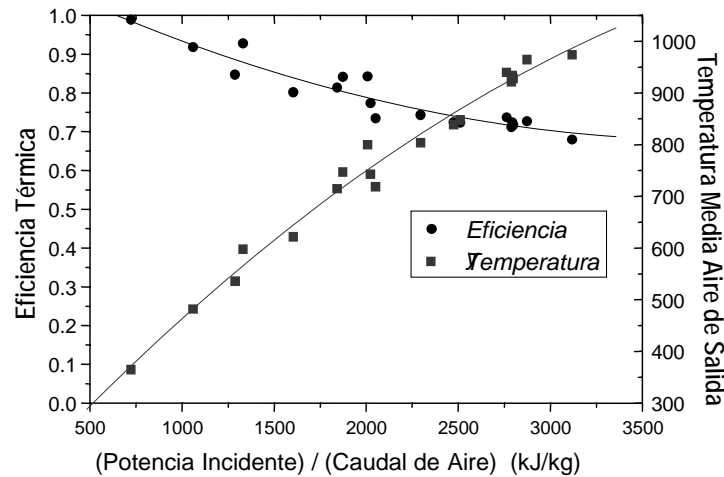


Fig. 39. Eficiencia térmica del receptor y temperatura media aire de salida frente al cociente entre la potencia incidente y el caudal de aire.

Los resultados de ensayo muestran una buena correspondencia con los valores previstos en diseño. A temperaturas medias de 800  $^{\circ}\text{C}$  en aire de salida, la eficiencia térmica varía entre el 75% y el 80%. La máxima temperatura media en aire de salida, de 980  $^{\circ}\text{C}$ , se alcanza con una eficiencia térmica del 68%. En este punto de máxima temperatura, la máxima diferencia térmica en aire de salida entre los diferentes elementos absorbentes es de 150  $^{\circ}\text{C}$ . La máxima temperatura en aire de salida se limitó debido a las propias limitaciones del lecho de ensayo y no a las capacidades de los elementos absorbentes. El receptor mostró un flujo estable en toda su apertura en todas las cargas de operación. Igualmente el receptor mostró rápidos arranques y fácil operabilidad.

Se han ensayados dos receptores HITREC conjuntamente por DLR, CIEMAT y la empresa INABENSA. En la actualidad se está desarrollando un proyecto Europeo denominado SOLAIR cuyo objetivo es escalar a 3 MW un nuevo prototipo de absorbedor cerámico basado en el concepto HITREC.

Las plantas híbridas (captación solar más apoyo de combustibles fósiles) se perfilan como las más apropiadas para una rápida penetración de las tecnologías de concentración solar en el mercado de los productores de electricidad. La "hibridación" permite reducir los riesgos de inversión al extender el número de horas de funcionamiento equivalente a plena carga y/o reducir el campo de helióstatos requeridos para una potencia de salida dada, respecto a los conceptos de plantas "solo solares".

Especialmente, los conceptos que utilizan las nuevas turbinas de gas (ciclo Brayton) y las tecnologías de ciclo combinado, parecen ser las más apropiadas debido a sus altas eficiencias de conversión energética. Un concepto con gran potencial es la utilización del aporte solar para el precalentamiento del aire de descarga de un compresor antes de entrar al combustor de una turbina de gas. Un esquema de este concepto denominado SOLGATE se muestra en la Fig. 5.

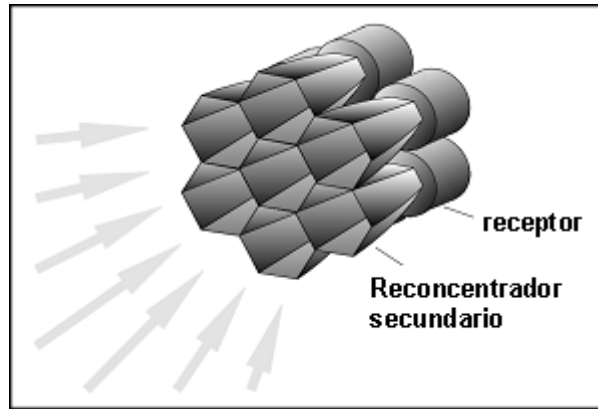


Fig. 40. Disposición modular del receptor

El proyecto REFOS ha desarrollado un receptor para precalentamiento solar de aire con absorbente volumétrico. Para la presurización del ciclo de aire se ha requerido una ventana de cuarzo. Un reconcentrador con apertura hexagonal permite aumentar la densidad de flujo solar que incide en el absorbente y proteger la brida de fijación de la mencionada ventana de cuarzo. La forma hexagonal se ha elegido para permitir un escalado del receptor conectando módulos, iguales al prototipo desarrollado, en forma de nido de abeja (véase Fig. 40). Así, el concepto REFOS es aplicable a plantas de producción eléctrica de 1 a 100 MW eléctricos.

La viabilidad económica se ha analizado [Schwarzböhl et al., 2000] para plantas de 4 a 30 MWe y para pequeñas plantas termosolares de torre en sistemas de cogeneración aislados [Baonza et al., 2000) cuyo resultado, en ambos casos, confirma el alto potencial del receptor.

En 1996 se inició el proyecto REFOS (financiado principalmente por el DLR alemán y con la colaboración del PSA-CIEMAT español, para el ensayo y evaluación) para demostrar la tecnología de receptor modular necesaria para el calentamiento solar de aire en turbinas de gas. Inicialmente el proyecto se planteó a con una duración de 4 años previendo la construcción y ensayo de un cluster de tres módulos receptores iguales, sin embargo, en 1998, hubo de reducirse al desarrollo y evaluación de un solo modulo receptor.

Los componentes del módulo receptor se describen con detalle en la siguiente sección. Las condiciones nominales de operación que se le exigían, por diseño, al módulo fueron:

- ✓ potencia térmica absorbida (condiciones de diseño): 350 kW térmicos por módulo
- ✓ presión absoluta de operación: 15 bar
- ✓ temperatura del aire de salida: 800 °C
- ✓ salto temperatura de salida menos temperatura de entrada: 150°C / módulo
- ✓ eficiencia del receptor (incluyendo el reconcentrador secundario): 80% -a condiciones de diseño -.

El dispositivo de experimentación REFOS se instaló en la séptima planta de la torre CESA-1 de la plataforma solar de Almería (PSA). El dispositivo se compone del módulo receptor, un bucle de aire presurizado (en lugar de la conexión a una turbina



de gas) y los diferentes circuitos de refrigeración por agua. La apertura hexagonal del reconcentrador secundario se encuentra a 58.7 m sobre el campo de helióstatos con una inclinación, hacia el mismo, de 35°.

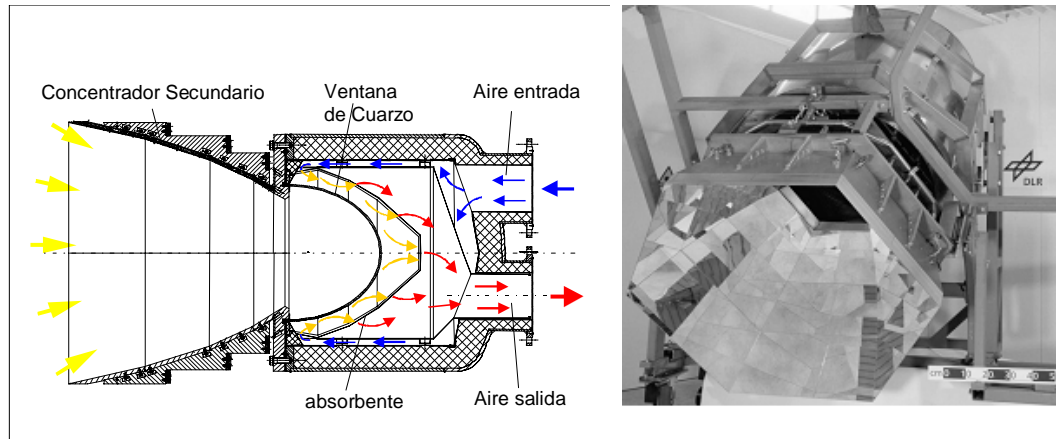


Fig. 41. Esquema del módulo receptor y reconcentrador secundario a la derecha

La Fig. 41 muestra un esquema del módulo receptor. El absorbente constituido por un conjunto de mallas de hilo metálico superpuestas está instalado interiormente en el vaso o cápsula del receptor. El vaso receptor está cerrado en su apertura con una ventana de cuarzo con forma de semi-elipsoide de revolución. Esta ventana permite la transmisión de la radiación solar concentrada hacia el absorbente y, al mismo tiempo, la presurización del circuito de aire. La radiación es absorbida en las diferentes capas del absorbente, el aire de retorno se inyecta en el espacio entre la ventana y el absorbente y, por depresión, se hace pasar a través del absorbente con lo que se calienta por convección y refrigera parcialmente dicho absorbente. Delante del vaso del receptor se conectó un reconcentrador con apertura en forma hexagonal con diámetro interior de 1,2 m.

Los ensayos se realizaron en varias fases. En una fase inicial se evaluó la eficiencia del concentrador secundario utilizando un calorímetro de agua conectado en lugar del receptor solar [Buck et al., 1998]. La eficiencia óptica estimada para dicho concentrador secundario varió entre 74.5% y 79% durante aquellos ensayos.

Tras la instalación del módulo receptor conectado al reconcentrador, se comenzó una segunda campaña de ensayos. La fase D, durante el mes de Septiembre de 1999, sirvió para acumular horas de operación del receptor en condiciones de diseño (800°C, 15 bar, 350 kW<sub>t</sub>). Dichas condiciones de diseño se sobrepasaron sin que el receptor ni el resto de dispositivos de ensayo sufriera ningún daño; por ejemplo, se alcanzaron temperaturas puntuales en el absorbente de 1050 °C [Buck et al., 2001].

En total se operó el receptor 247 horas con radiación concentrada. Tras cumplimentar todo el programa de ensayos el módulo receptor, una vez mejorado, no sufrió ningún daño. Las eficiencias térmicas medidas globales del receptor (más reconcentrador secundario) variaron entre 63% y 75% (véase Fig. 42). El cálculo de las eficiencias se hizo a partir de la potencia absorbida en el circuito de refrigeración, con una corrección en la que estimamos las pérdidas convectivas en la envoltura de dicho circuito de refrigeración. La potencia incidente se calcula con el sistema PROHERMES ya mencionado.

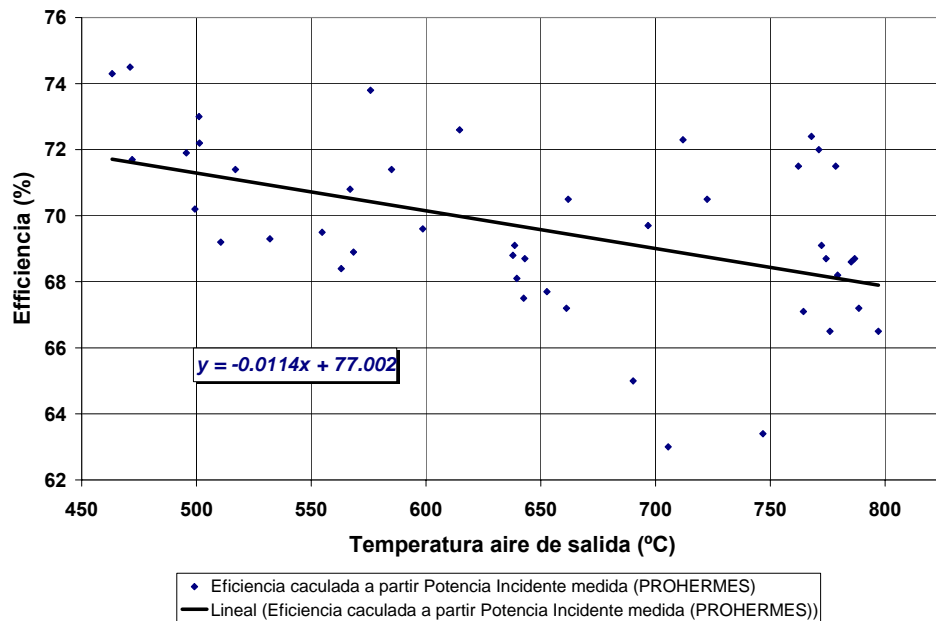


Fig. 42. Eficiencias medidas en el receptor REFOS-I

En la actualidad se está ensayando en la PSA un cluster de tres receptores REFOS dentro del proyecto denominado REFOS-2, con un potencia térmica de 1 MW. Con financiación de la CE se está comenzando un proyecto Europeo que pretende conectar dicho cluster a una turbina de gas de 280°C, como demostración de la configuración de planta tipo SOLGATE.

### 3.4 Sistema de Almacenamiento

Desde un punto de vista de producción eléctrica, una central solar debe mantener una salida estable en todo momento, independientemente de la potencia absorbida en el receptor, es decir, independientemente de fluctuaciones debidas a cambios meteorológicos. Este sistema permite el funcionamiento continuado del sistema de potencia y, además, previene al sistema de posibles daños producidos por los transitorios que se puedan producir debidos a las fluctuaciones de la energía solar. Entre los sistemas de almacenamiento, térmico, eléctrico, mecánico, etc, el térmico es el más adecuado para las Centrales de Torre. Siguiendo esta línea, se han investigado tres tipos de sistemas: de calor sensible, de calor latente y termoquímicos.

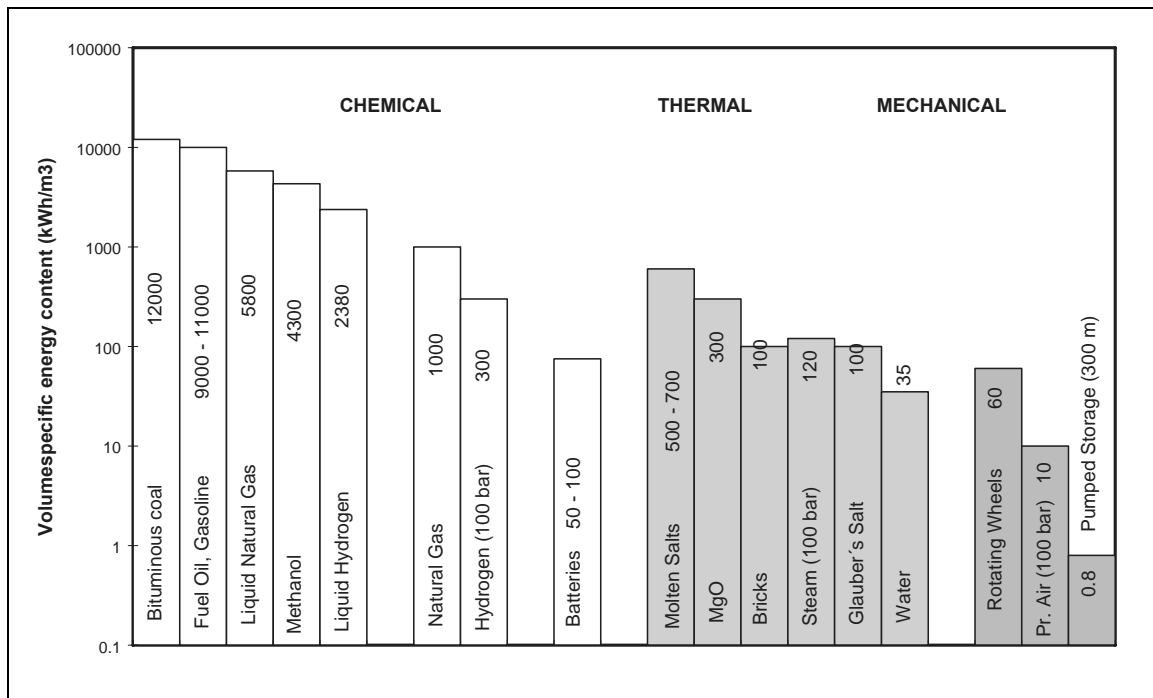


Fig. 43 Capacidad de almacenamiento específico por unidad de volumen para distintos vectores energéticos y sistemas de almacenamiento

En el almacenamiento de calor sensible, la energía es almacenada como energía térmica en un medio a una temperatura determinada. En el rango de temperaturas de operación, el agente utilizado como medio de almacenamiento no sufre un cambio de fase.

En el rango de temperaturas en el que trabaja una Central de Torre, se han estudiado diversos medios, aceites, sales fundidas, metales líquidos y otros (rocas, arena, esferas metálicas, etc.). La capacidad de almacenar energía por unidad de volumen, viene dada por el producto de la densidad y el calor específico del medio utilizado.

Otro medio para almacenar energía es aprovechar el calor latente que se manifiesta en los cambios de estado, en un margen de temperaturas muy estrecho, (teóricamente a temperatura constante). Este sistema tiene dos inconvenientes respecto al de calor sensible: el medio a utilizar debe ser de gran pureza y los intercambiadores de calor requieren una superficie de transferencia elevada. Obviamente estos dos puntos influyen considerablemente en el coste de la instalación.

El almacenamiento termoquímico implica el almacenamiento de energía basado en la energía requerida para descomponer y recombinar especies químicas a través de reacciones químicas reversibles. Un aspecto interesante es la posibilidad de su transporte a temperatura ambiente.

El sistema de almacenamiento por calor sensible es el mejor método para recuperar la energía almacenada en un corto plazo, dado su coste. Este sistema se puede utilizar de dos formas, directa e indirecta. La primera, utilizando el mismo fluido de transferencia de calor que circula por el receptor como medio de almacenamiento y, la segunda, a través de un sistema de intercambiadores de calor, con las consiguientes pérdidas térmicas en el proceso. Obviamente, la temperatura de almacenamiento sería inferior a la de trabajo en el receptor.

El almacenamiento se puede realizar con dos tanques o con uno. Si se utilizan dos tanques, uno de ellos será el caliente y el otro el frío, siendo el primero el que ceda la energía almacenada al sistema de potencia, a través de intercambiadores de calor, mientras que el otro es el encargado de absorber la energía del sistema receptor. Esta configuración es la más habitual con sales fundidas.

Si se utiliza solamente un tanque, tanto la parte fría como la caliente están en contacto. Es el efecto termoclino, basado en la estratificación que se produce por diferencia de densidad. El funcionamiento es en doble ciclo, carga y descarga. La carga se produce extrayendo el fluido frío de la parte baja e introduciéndolo caliente por la parte alta. En la descarga el ciclo es el inverso. El medio utilizado debe tener una conductividad térmica relativamente baja. El almacenamiento en termoclina es el utilizado en centrales de aire con un cerámico como medio de acumulación térmica.

Facility/Location	Storage medium	Primary coolant	Design temperature		Tank concept	Tank volume m <sup>3</sup>	Thermal capacity MWh <sub>t</sub>
			cold °C	hot °C			
<b>Irrigation pump Coolidge/AZ</b>	Oil	Oil	200	288	1 tank Thermocline	114	3
<b>IEA-SSPS (Farm) Almería, Spain</b>	Oil	Oil	225	295	1 tank Thermocline	200	5
<b>SEGS-1 Daggett/CA</b>	Oil	Oil	240	307	Cold tank Hot tank	4.160 4.540	120
<b>IEA-SSPS (Farm) Almería, Spain</b>	Oil Cast iron	Oil	225	295	1 tank Dual medium	100	4
<b>Solar One Barstow, CA</b>	Oil Rock/sand	Steam	224	304	1 tank Dual medium	3.460	182
<b>CESA-1 Almería, Spain</b>	Molten salt	Steam	220		Cold tank Hot tank	200 200	12
<b>Themis Targassonne, France</b>	Molten salt	Molten salt	250	450	Cold tank Hot tank	310 310	40
<b>CRTF Albuquerque/NM</b>	Molten salt	Molten salt	288	566	Cold tank Hot tank	53 53	7
<b>IEA-SSPS (tower) Almería, Spain</b>	Sodium	Sodium	275	530	Cold tank Hot tank	70	5
<b>Solar Two Barstow, CA</b>	Molten salt	Molten salt	260	565	Cold tank Hot tank	875 875	115

Tabla 4. Experiencias de sistemas de almacenamiento térmico en plantas termosolares.

Si la central termosolar está dotada de medios de almacenamiento y/o hibridación fósil, es posible llevar a cabo la operación con múltiples estrategias, que deberán tener en cuenta aspectos tales como el perfil de la demanda, el coste del combustible fósil, el carácter base o punta de la central, la flexibilidad del bloque de potencia para adaptarse a los cambios o la legislación vigente, especialmente en el caso de que se perciban subvenciones para la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>, o para la promoción del empleo de las energías renovables.

Se conoce como estrategia de operación la manera en la que se combinan la radiación incidente, el almacenamiento y el apoyo fósil para dar lugar a una determinada salida eléctrica. Las estrategias de operación contemplan opciones tan variadas como la de seguimiento solar puro, en la que no se emplea almacenamiento ni apoyo fósil, hasta la operación continua reduciendo el consumo fósil en las horas en las que el sol aporta energía o en su caso, ésta puede seguir extrayéndose del almacenamiento.

La Fig. 44 muestra una estrategia de operación de una planta sin apoyo fósil y con 8 horas de almacenamiento térmico, que se planifica para la producción de energía eléctrica entre las 13 horas y las 23 horas, es decir, hasta bastante después del ocaso, con el objeto de conseguir sin necesidad de apoyo fósil, responder a un perfil de demanda energética que se incrementa en el anochecer. Esta estrategia es la propuesta por la Southern California Edison Company que forma parte del consorcio que opera Solar Two.

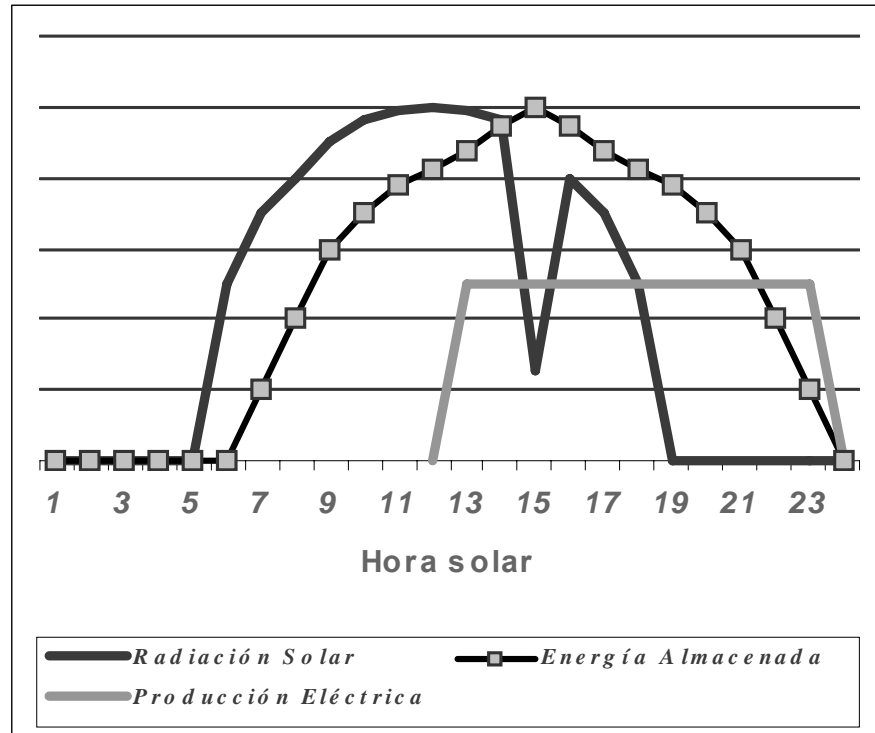


Fig. 44. Disponibilidad de energía eléctrica en Plantas Solares de Torre de Potencia de Sales, en estrategia de operación típica, y modo exclusivamente solar.

Otra posibilidad es, como se ha dicho, la producción continua, en cuyo caso existen dos opciones que se muestran en la Figura 3-21. En la primera de ellas, opción "power-saving" o ahorro de potencia, la contribución solar se emplea para reducir el aporte fósil en las horas en las que aquélla está presente. La segunda opción "power-boosting" o aumento de potencia, consiste en mantener la cantidad de combustible fósil quemado, pero aumentar la potencia producida en el horario solar. Es evidente que la definición de la estrategia depende del tipo de central disponible, y así, en el caso de "power-boosting", es necesario que el bloque de potencia esté sobredimensionado con respecto a la producción base para admitir el exceso solar. Análogamente, las opciones de hibridación vistas en el apartado anterior supeditan las estrategias de operación de la planta, dejando no obstante cierto margen de flexibilidad y posibilitando, como se propone para el presente proyecto, diferentes estrategias de operación para una misma configuración de planta.

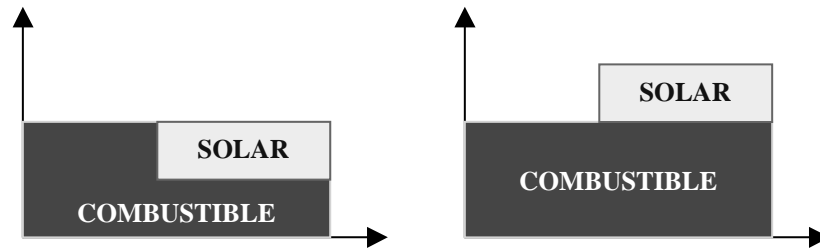


Fig. 45 Estrategias de operación híbrida tipo "reducción de combustible" (power saver) y "aumento de potencia" (power booster)

Las estrategias de operación tienen un gran impacto en el comportamiento económico de la planta, tanto por el coste de la energía producida, como por las consideraciones de riesgo financiero que suponen las nuevas tecnologías. Si bien la energía solar puede acabar abasteciendo una buena parte del consumo eléctrico, sin necesidad de complemento fósil mediante el uso de almacenamiento térmico, e incluso sin almacenamiento, el desarrollo de equipos solares y equipos convencionales adaptados a las características de la energía solar a medio plazo pasa necesariamente por un camino de transición en la cual se contemplen las opciones de hibridación expuestas.

## 4 EXPERIENCIAS EN CENTRALES DE TORRE

### 4.1 Primera generación

A finales de los años 70 tuvo lugar la construcción de un total de ocho centrales solares de torre distribuidas en distintos países que se han situado en el rango de 0,5 a 10 MWe y cuyo fin primordial ha sido la experimentación [Entropie, 1982]. Estas plantas fueron ensayadas a comienzos de los años 80 (Tabla 5). Cinco de ellas utilizaban sistemas agua/vapor (Solar One en California, 10 MWe; Shunshine en Japón, 1 MWe; Eurelios en Italia, 1 MWe; SES-5 en Crimea, 5 MWe; y por último CESA-1 en Almería-España, 1.2 MWe), una utilizaba sodio (SSPS-CRS en Almería, 0.5 MWe) y otras dos sales fundidas (Themis en Francia, 2.4 MWe y MSEE de 1 MW en EEUU). Si bien dichas centrales han demostrado la viabilidad del proceso para la producción de electricidad, se trataba de plantas excesivamente pequeñas, los rendimientos obtenidos en todos los casos han estado por debajo de las expectativas de diseño y los costes han sido superiores al umbral de comercialidad. Solar One ha sido la única central que consiguió completar campañas anuales de producción con resultados fiables aunque inferiores a los esperados.

Tabla 5. TORRES DE POTENCIA EXPERIMENTALES EN EL MUNDO

Proyecto	País	Potencia (MWe)	Fluido de Transferencia Térmica	Medio de Almacenamiento	Comienzo de las operaciones.
SSPS	España	0,5	Sodio Líquido	Sodio	1981
EURELIOS	Italia	1	Vapor	Sal Nitrato/Agua	1981
SUNSHINE	Japón	1	Vapor	Sal Nitrato/Agua	1981
Solar One	EEUU	10	Vapor	Aceite/Roca	1982
CESA-1	España	1	Vapor	Sal Nitrato	1982
MSEE/Cat B	EEUU	1	Nitrato Fundido	Sal Nitrato	1983
THEMIS	Francia	2,5	Sal de Alta Tecnología	Sal de Alta Tecnología	1984
SPP-5	Rusia	5	Vapor	Agua/Vapor	1986
TSA	España	1	Aire	Cerámico	1993
Solar Two	USA	10	Nitrato Fundido	Sal Nitrato	1996
SOLGATE	España	0,3	Aire a presión	--	2001

Todas las plantas habían finalizado sus campañas de ensayos en los años 1.986-1.988 [Grasse, Hertlein, Winter, 1991], [Falcone, 1986], [Mancini, Kolb, Prairie, 1997]. En la actualidad todas se encuentran desmanteladas, con la excepción de las dos situadas en la Plataforma Solar de Almería (SSPS-CRS y CESA-1), que en la actualidad operan como centro de ensayos, MSEE que opera como centro de ensayos y Solar One que fue posteriormente remodelada y convertida en una central de sales fundidas para producción eléctrica, rebautizada con el nombre de Solar Two.

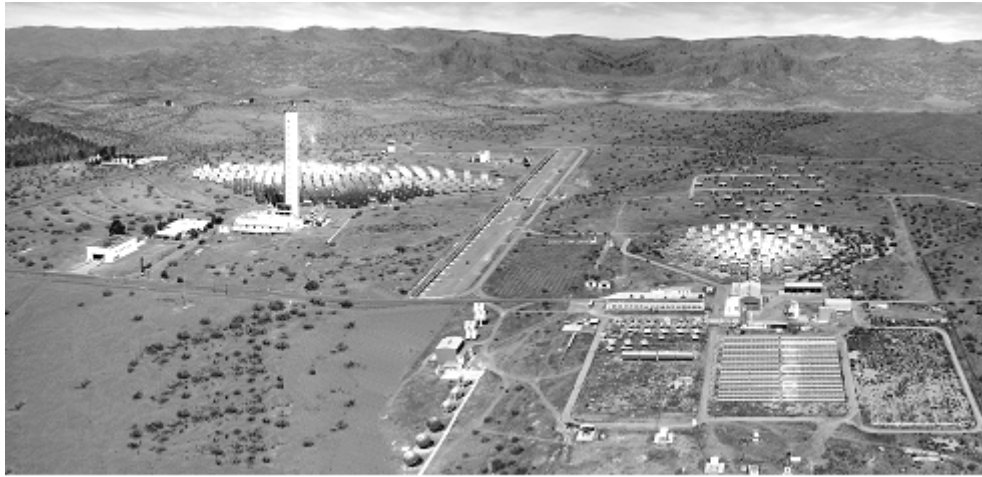


Fig. 46. Vista aérea de la PSA con las dos plantas de torre, el CESA-1 a la izquierda y la planta CRS a la derecha.

**Solar One:** Esta planta de 10 MWe operó entre 1982 y 1988 en modo de planta piloto. De estos 6 años de ensayos, 3 fueron años de operación completa como central de producción de electricidad (1984-1987). La configuración del sistema era del tipo vapor/agua. El sistema de almacenamiento tuvo problemas y fue eliminado tras un incendio, por lo que la central operó sin él. La central, cuyo objetivo de rendimiento en el punto de diseño era el 17.4 %, sólo consiguió rendimientos pico netos del 8.7 % y anuales del 5.8 % (Fig. 47). A pesar de estos resultados ha sido la central de torre con más éxito, pues ha servido para obtener una cantidad ingente de datos de operación que en la actualidad sirven de referencia para todos los diseñadores de nuevas centrales avanzadas [Radosevich, 1987].

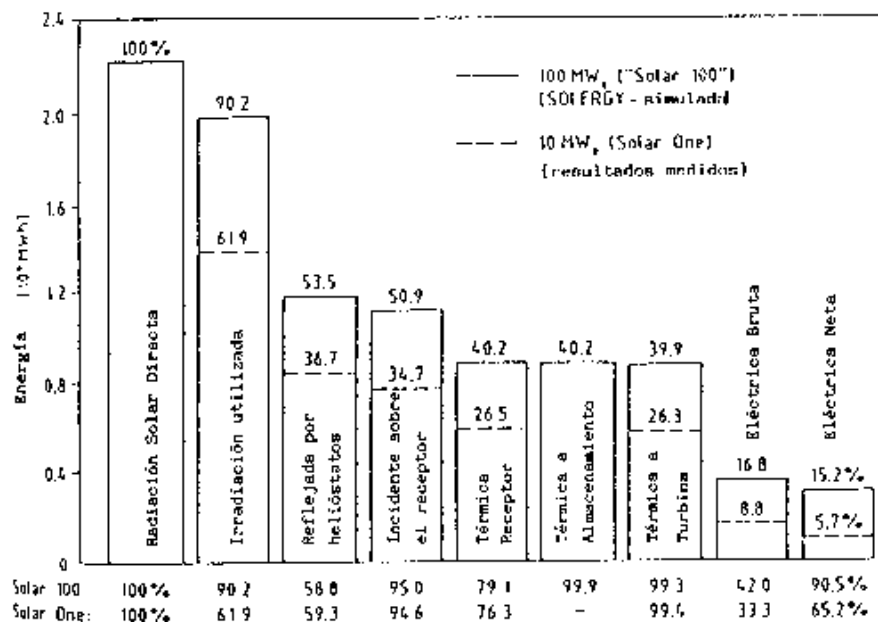


Fig. 47: Comparación del rendimiento anual para la planta Solar One y una hipotética planta de 100 Mwe con funcionamiento según diseño y un múltiplo solar de 1,6.



Tabla 6: Principales características de Solar One

Punto de Diseño	Información Técnica	Funcionamiento
Día	Equinoccio	Helióstatos 71.095 m <sup>2</sup>
Hora	12:00 solar	Altura receptor 90.8 m
Radiación directa	950 W/m <sup>2</sup>	Tipo receptor Externo
Múltiplo solar	1	Pot. térmica 43.4 MWt
Pot Salida	10 MWe	Apertura receptor 302 m <sup>2</sup>
		T agua/vapor 104/516 °C
		Presión 105 bar
	26000	Unidad potencia 12500 kVA
	MWhe/a	Temperatura 45/510 °C
Eficiencia	17.4 %	Presión 0.09/100 bar
		Capacidad 28 MWhe
		almacenam. 182 MWht
		Temperaturas 218/302 °C
		Mantenimiento 36 H x año
		Promedio Radiación 6.97 kWh/m <sup>2</sup> .d
		Umbral 450 W/m <sup>2</sup>
		Producción 15350 MWhe/a (bruto)
		Ef. anual 8.5 % bruto, 5.8 % neto
		Pico 37 MWt
		Pot. Salida 11.7 MWe
		Producción 87 MWhe/d
		Eficiencia 8.7 % neta

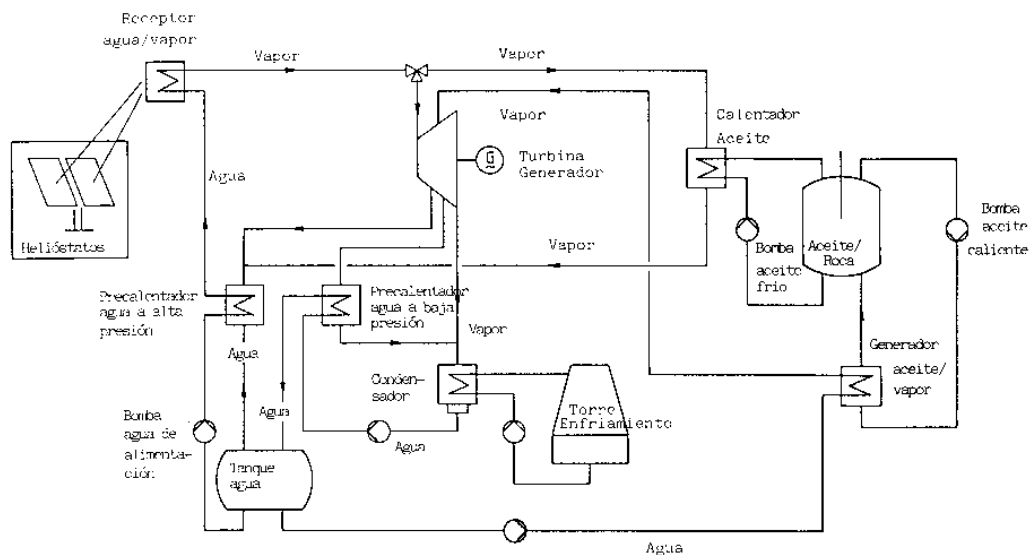


Fig. 48: Diagrama de sistema de la planta Solar One de 10 Mwe situada en Barstow, California

La planta consiguió una disponibilidad del 82 % durante el período de operación y hasta un 86 % deduciendo las épocas de mal tiempo. Las tareas de mantenimiento mostraron que los componentes específicamente solares necesitaron solamente un 40 % del total de dedicación, siendo el 60 % restante dedicado a tareas preventivas. La operación rutinaria final necesitó 20 personas de las cuales 8 eran para labores de mantenimiento. El mejor rendimiento mensual se obtuvo en Agosto de 1.985 con un 9.8 %, lográndose un factor de capacidad del 24 %. El FC anual fue del 12 %.

La central francesa de Themis se basaba en un sistema de sales fundidas y su experiencia ha sido extraordinariamente positiva para demostrar las excelentes propiedades de las sales fundidas como fluido caloportador para las siguientes generaciones de centrales. Por otra parte CESA-1, con un múltiplo solar de 1.9, ha podido demostrar que con suficiente capacidad de almacenamiento se pueden reducir

sensiblemente los valores mínimos diarios de radiación necesarios para operar (2 kWh/m<sup>2</sup>.d, cuando en la actualidad sin almacenamiento son 4 kWh/m<sup>2</sup>.d con MS=1).

## 4.2 Segunda generación

Desde el año 1987 se ha venido trabajando intensamente en mejorar la tecnología de helióstatos y receptores y en la búsqueda de mejores esquemas de integración de la parte solar con el bloque de potencia y se han venido realizando algunos estudios de viabilidad con el fin de determinar las características de una potencial segunda generación de centrales solares de torre para producción de electricidad. Los esfuerzos actuales se centran en la consecución de una planta optimizada de tamaño intermedio (>10 MWe), que cumpla con el objetivo marcado a corto plazo de alcanzar costes instalados menores de 2.700 Euro/kW y LEC < 18 Euro/kWh, para posteriormente comenzar con la instalación de una serie de plantas en el rango de 30-50 MWe, tamaños estos últimos que parecen ser los ideales para una central de torre según todas las predicciones por computador y las restricciones que emanan de la propia legislación Española.

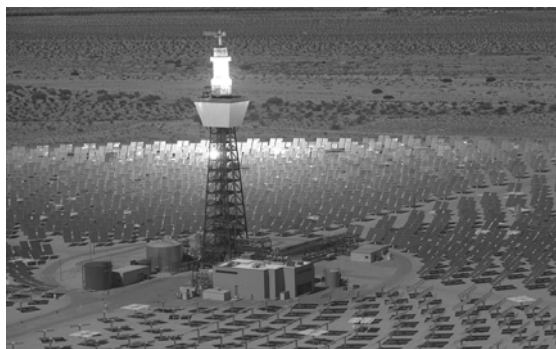


Fig. 49. Vistas aéreas de las plantas Solar Two de 10 MW en California, EEUU (Superior izquierda) y CESA-I de 1,2 MW en Almería, España (Derecha).



Como se resume en la Tabla 7 se considera técnicamente posible alcanzar rendimientos del 23% en punto de diseño y de hasta el 20% anual con costes de inversión actual en el entorno de los 2,1 Euro/Wp, pero se precisa una primera planta de demostración comercial que valide la tecnología en condiciones reales de producción.

Son varias las estrategias de penetración que se vienen intentando en los últimos años, si bien en la actualidad los esquemas con más expectativas de convertirse en una realidad son tres. El esquema preconizado desde EEUU está basado en el uso de centrales con funcionamiento únicamente solar que utilizarían la tecnología de sales fundidas y almacenamientos térmicos superiores a las 12 horas equivalentes (Fig. 50-arriba). El proyecto Solar Two de 10 MW realizado en Barstow, California, entre 1996 y 1999 ha demostrado el bajo coste y la fiabilidad de las sales como fluido térmico [Pacheco y Gilbert, 1999]. Si bien el sistema no estaba optimizado en todos sus componentes, el almacenamiento térmico formado por dos tanques de 12 m de diámetro y 8 m de altura, con una capacidad equivalente a 3 horas y 1.400 t de sales

pudo demostrar un 97% de eficiencia. También se pudo demostrar, operando a carga parcial, el funcionamiento ininterrumpido durante una semana las 24 h del día. El concepto cobra, no obstante, su máximo interés para plantas con altos factores de capacidad, y esto va a ser plenamente validado en España en el proyecto SOLAR TRES con una planta de 15 MW, también sólo solar, y con un sistema de almacenamiento térmico en sales fundidas de 16 horas equivalentes, que está siendo promovido por la empresa GHERSA en colaboración con las empresas norteamericanas BOEING y BECHTEL [Gould et al., 2000].

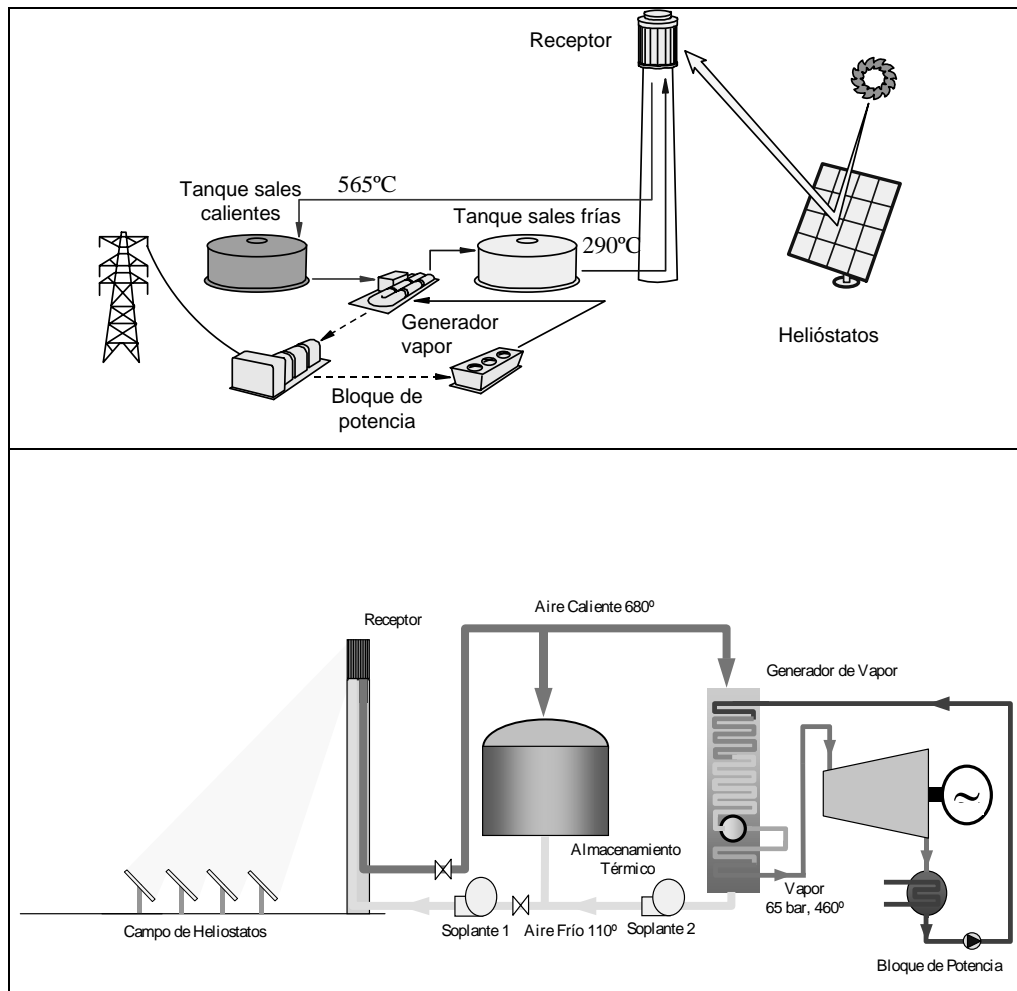


Fig. 50. (Arriba) Esquema de central de torre con sales fundidas utilizado en los proyectos Solar Two y Solar Tres. (Abajo) Esquema de la central SOLAIR10 basado en el uso de aire como fluido térmico y un receptor volumétrico abierto a la atmósfera conocido como esquema PHOEBUS.

Frente a esta estrategia norteamericana ligada a la tecnología de sales fundidas y a grandes capacidades de almacenamiento, se vienen desarrollando en Europa dos esquemas de trabajo distintos que no obstante se complementan entre sí: El uso de plantas con un bajo riesgo tecnológico y receptor de vapor saturado tanto en plantas híbridas como sólo-solar (PS10), y el uso de receptores volumétricos de aire con una gran sencillez operacional y rangos más altos de temperaturas de trabajo. Los sistemas híbridos ofrecen actualmente costes estimados de producción de la electricidad de origen solar de 0,10-0,15 Euro/kWh, mientras que los sistemas solares puros alcanzan los 0,15-0,20 Euro/kWh. La formulación de sistemas híbridos es una de las vías para romper las barreras no tecnológicas y reducir la inversión inicial requerida, que impiden la consecución de un proyecto de demostración comercial. Dos proyectos subvencionados por la Comisión Europea, el proyecto SOLGAS promovido

por SODEAN y el proyecto COLON SOLAR promovido por la Cía. Sevillana de Electricidad [Ruiz, Silva y Blanco, 1999], han establecido la estrategia de penetración en base a la integración del receptor de vapor saturado en sistemas de cogeneración y en la repotenciación de plantas térmicas convencionales de ciclo combinado. El proyecto de viabilidad de la planta SOLGAS finalizó a comienzos de 1996 y tuvo su continuación en la planta COLON SOLAR cuyo proyecto de ejecución se finalizó en abril de 1998 [Silva, Blanco y Ruiz, 1999].

El receptor solar seleccionado en COLON SOLAR era de cavidad con una potencia térmica de 21.8 MW y utilizaba un campo de 489 helióstatos (con 70 m<sup>2</sup> de superficie reflectante cada uno) y una torre de 109 m. La estrategia de integrar centrales solares termoeléctricas en plantas híbridas con ciclos combinados está dando lugar, no obstante, a la aparición de nuevas problemáticas en la fase de diseño, dado que el campo de helióstatos debe restringirse al uso de parcelas ubicadas en áreas industriales o en la cercanía de redes de tuberías de gas natural. En este tipo de proyectos híbridos el coste del terreno pasa a tener una mayor relevancia en la inversión y las limitaciones del terreno disponible conllevan problemas asociados en la optimización de la distribución de los helióstatos y a ciertas modificaciones en lo que sería su comportamiento óptico típico. En este sentido la optimización del campo de helióstatos de la planta COLON SOLAR ha supuesto un verdadero reto dadas las importantes restricciones que emanaban del emplazamiento disponible [Romero et al., 1999].

Con los recientes cambios en el sector eléctrico se ha entrado en una situación de expectativa que, una vez clarificada, permitirá retomar el concepto de planta SOLGAS y promover una planta de demostración comercial.

Como aproximación alternativa, la empresa SOLUCAR está promoviendo una planta con receptor de vapor saturado denominada PS10. En este proyecto de 11 MW, se utiliza un receptor de vapor a 40 bar/250°C, con una turbina de vapor saturado. Para solucionar los problemas con transitorios, se utiliza un sistema de almacenamiento térmico con vapor saturado de 15 MWh de capacidad (equivalente a 50 minutos a 50% de carga). La planta contará con unos 90.000m<sup>2</sup> de espejos y producirá 24 GWh eléctricos anuales [Osuna et al., 2004].

En paralelo a esta actividad, el consorcio Europeo está buscando socios para promover lo que sería la planta SOLAIR10, basado en la tecnología de aire tipo Phoebus [Schmitz-Goeb y Keintzel, 1997], y con el receptor cerámico SOLAIR (Figura 50). Un primer estudio de esta tecnología se realizó para el propio proyecto PS10 [Romero et al., 2000]. El proyecto SOLAIR 10 pretende una primera planta de demostración de 10 MW con aire caliente a 700°C.

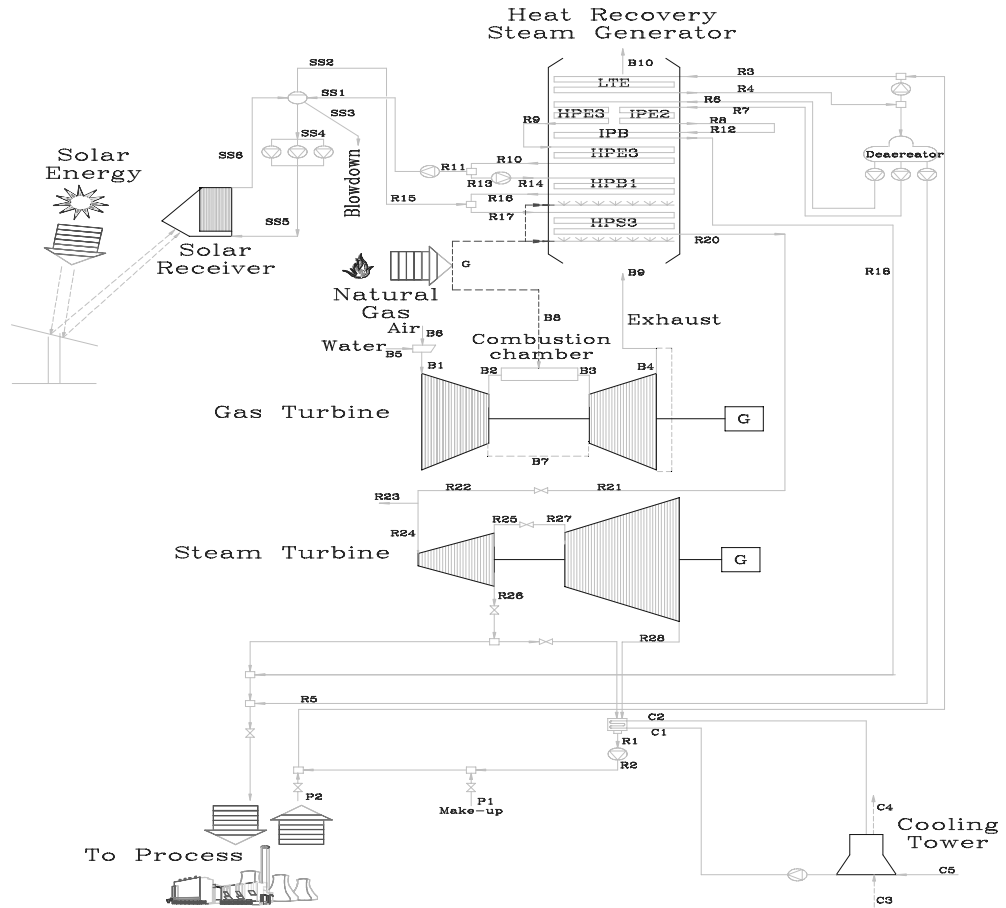


Fig. 51. Diagrama del concepto SOLGAS.

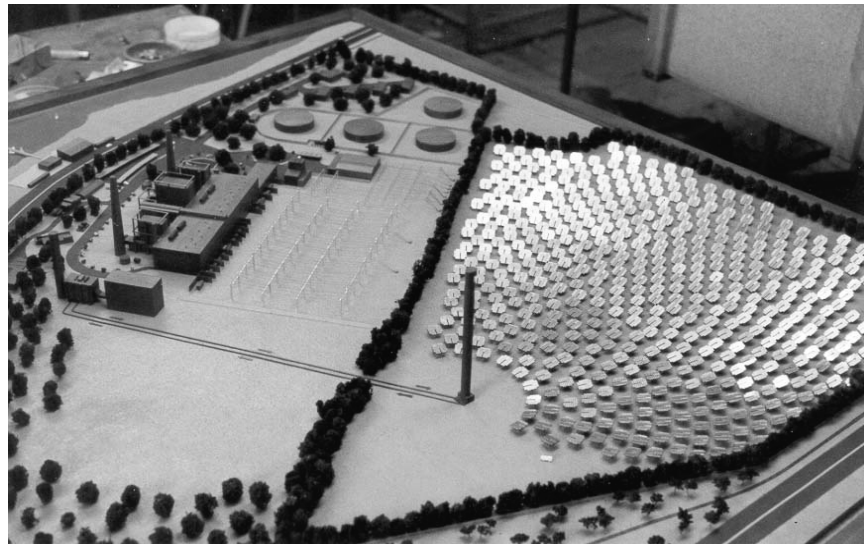


Fig. 52. Maqueta artística del campo Colon Solar en la parcela restringida y la planta convencional de gas a la izquierda.

## 5 COSTES DE GENERACIÓN

Resulta difícil hacer una estimación firme de costes en la actualidad, pues como ya se ha comentado con anterioridad nos encontramos en una época intermedia entre primera y segunda generación. No obstante, en base a los proyectos que están en marcha y a la experiencia acumulada se consideran como muy factibles las condiciones que se reflejan en la Tabla siguiente.

Tabla 7. Características de las plantas comerciales de torre, adaptadas de [DeMeo y Galdo, 1997].

	<b>Sistemas de Receptor Central</b>
Tamaño típico	10-200 MW *
Temperatura de operación	
- Rankine	565 °C
- Brayton	800 °C
Factor de Capacidad Anual	20-77 % *
Eficiencia Pico	16-23 % *
Eficiencia Neta Anual	12-20 % *
Desarrollo Comercial	Plantas de escalación (10-30 MW)
Riesgo Tecnológico	Medio
Almacenamiento Térmico	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Sales de nitratos</li> <li>➤ Cerámicos para receptores de aire</li> </ul>
Diseño híbrido	Sí
<b>Costes de Inversión</b>	
Euro/W	3,83-2,16*
Euro/Wp **	2,40-0,78*

\* El rango indicado se refiere al periodo de 1997 al año 2030.

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

Un estudio independiente promovido por el Banco Mundial [Enermodal, 1999], confirma a las centrales eléctricas termosolares como la forma más económica de producir electricidad a gran escala a partir de la energía solar. Su diagnóstico sitúa, no obstante, el coste directo de capital de una CET en 2,5 a 3,5 veces el de una planta térmica convencional y la electricidad que producen alcanza un precio de generación de 2 a 4 veces superior.

Las CET están llamadas a jugar un papel relevante en la producción de electricidad a gran escala [Becker, Macias y Ajona, 1996]. Las tres tecnologías de concentración solar, si bien presentan diferencias de costes en la primera fase de implantación, proyectan posteriormente costes de producción muy similares (Fig. 53), dependiendo la selección de la tecnología sobre todo del tipo de aplicación y de despacho de la electricidad generada.

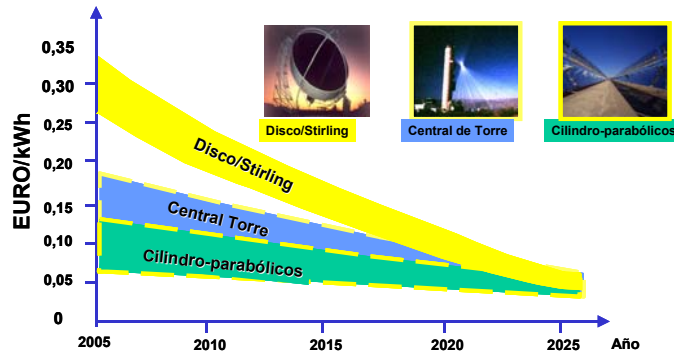


Fig. 53. Evolución prevista del coste de la electricidad en el período 2000-2020 producida para las tres tecnologías de CET (Fuente: Agencia Internacional de la Energía-SolarPACES)

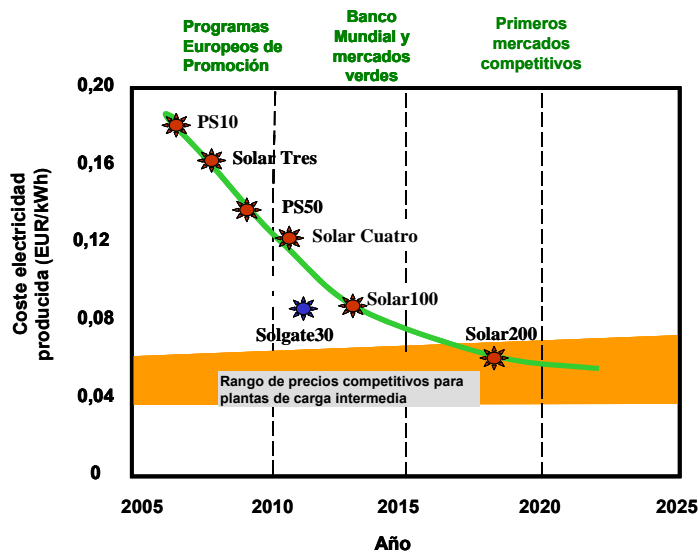


Fig. 54. Medidas de apoyo para la implantación de las centrales de torre en el mercado.

★ Plantas sólo solar

★ Plantas híbridas

Las medidas para la implantación de las plantas CET y la consecución de los objetivos de costes fijados (Fig. 54), conjugan iniciativas en los ámbitos tecnológico, económico y social, y pasan sin duda por la construcción en una primera etapa de una pequeña serie de unidades de demostración con operación en régimen comercial y potencias solares en el entorno de las decenas de MW. En el periodo de 2000 a 2010, estas iniciativas singulares de demostración deben contar con unas tarifas premiadas de venta de la electricidad y subvenciones a la inversión que permitan alcanzar los objetivos marcados por la propia Comisión Europea y el Programa Altener de 0,08 Euro/kWh en el año 2013. Se considera que antes del 2020 la penetración en mercados verdes primero, en nichos de mercado competitivos después y finalmente en un mercado global sostenido para plantas con despachos a carga intermedia, permitirá alcanzar costes de producción plenamente competitivos en el entorno de los 0,04 Euro/kWh. Las medidas de introducción están recogidas en España dentro del Plan de Fomento de las Energías Renovables, donde se fija un objetivo alcanzable de 200 MW instalados antes del año 2010. Cabe reseñar también la iniciativa en este sentido del Banco Mundial a través del GEF (Global Environmental Facility) con el soporte económico a cuatro proyectos de plantas CET en India, Egipto, Marruecos y México [Enermodal, 1999].

Las medidas de apoyo y subvenciones institucionales vienen motivadas por la reducción de emisiones a la atmósfera de gases que promueven el efecto invernadero y por la creación de empleo local y la mejora de la calidad de vida en los entornos geográficos de implantación. Más de la mitad del equipos y servicios suministrados a estos proyectos son contratados a proveedores locales y nacionales, ayudando así a crear puestos de empleo en el sector de las nuevas tecnologías de sistemas

renovables y sostenibles. Durante los 15 meses de construcción de una planta solar tipo de 50 MW, se calcula que la demanda de trabajadores será tanto como 400. En la Fig. 55 se ve la pauta normal de empleo durante 12 de los 15 meses de construcción, llegando a su apogeo con la máxima intensidad de construcción del campo solar y del bloque de producción.

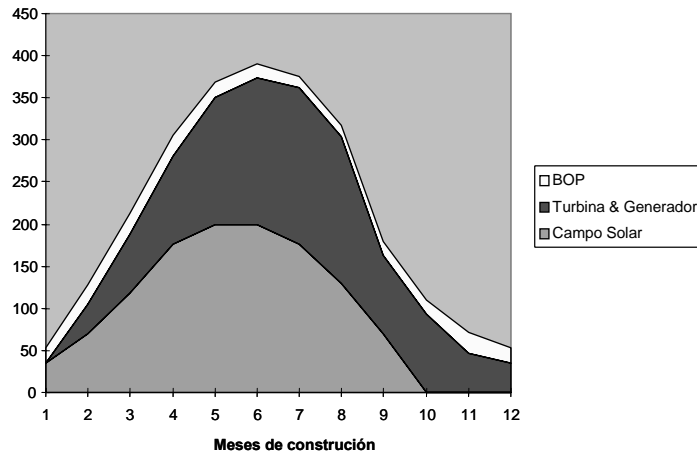


Fig. 55. Necesidades de mano de obra para la construcción y operación de un proyecto de planta eléctrica termosolar de 50 MW

La utilización de la energía solar para producir energía eléctrica limpia evitará el uso de combustibles fósiles como el carbón, que serían necesarios para producir la energía equivalente. Comparado con una central térmica moderna como la de Carboneras (Almería), que utiliza el carbón como energía primaria, un proyecto de planta CET de 50 MW evitaría la utilización de aproximadamente 35.920 toneladas de carbón al año, o 897.990 toneladas de carbón a lo largo de los 25 años de vida de la planta. Esto ahorraría emisiones de 89.314 toneladas de CO<sub>2</sub> al año o 2.23 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> durante la vida de la planta. Los valores para las emisiones de NOx evitado son 291 toneladas al año y 7.280 toneladas en 25 años.

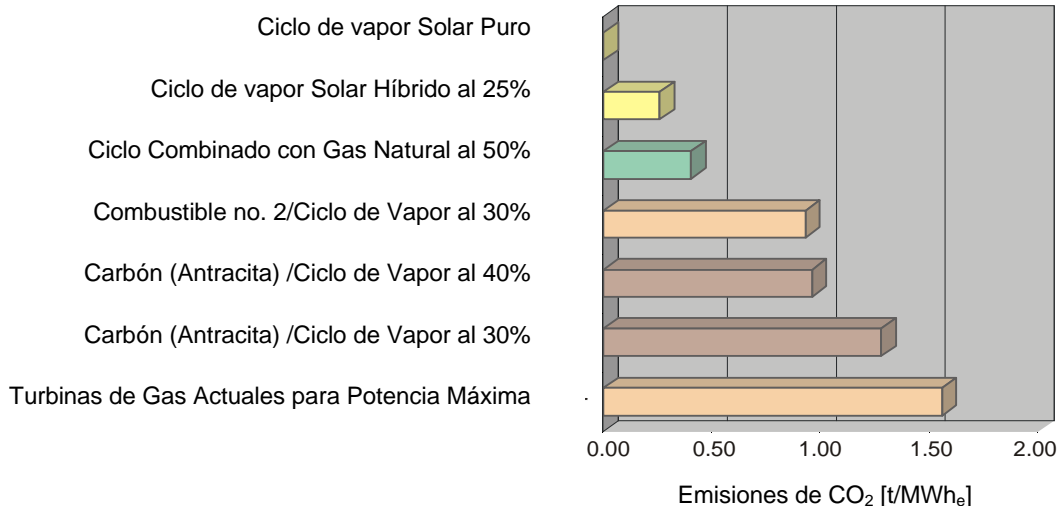


Fig. 56. Emisiones de CO<sub>2</sub> de diferentes tipos de central térmica

Se precisa además definir una política fiscal para las plantas CET. Dado el carácter capital-intensivo de las mismas, una imposición fiscal similar a la de las plantas



térmicas convencionales daría lugar a una mayor gravación por kWh a lo largo de la vida de la planta en el caso de la tecnología solar [Tyner et al., 2001]. Este hecho no resulta nada despreciable cuando la imposición fiscal viene a suponer hasta un tercio del coste nivelizado o LEC de la electricidad producida, y tiene un impacto equivalente al de la tecnología en la mejora de su competitividad.

Los desarrollos tecnológicos deben incidir por su parte en la mejora de las eficiencias de los distintos componentes, la búsqueda de esquemas óptimos de integración con el ciclo termodinámico, la reducción de costes y el aumento de su fiabilidad y durabilidad. Para las centrales de torre el primer gran objetivo es demostrar en las primeras plantas comerciales los factores de capacidad y eficiencias predichas a partir de las experiencias en plantas piloto. Asimismo se deben verificar los objetivos de costes marcados por los componentes solares, y sobre todo para los helióstatos, al no existir hasta ahora experiencias de producción en serie. Para los receptores solares se han de demostrar además las eficiencias predichas en pequeños prototipos y la durabilidad del absorbedor. Las centrales de torre presentan todavía niveles relativamente bajos de automatización y de integración de los sistemas de control, lo que penaliza la operación de la planta, siendo éste otro aspecto que requiere mejoras tecnológicas.

## 6 Literatura recomendada

- Alpert D.J. and Houser R.M. (1990), "Performance evaluation of large-area glass-mirror heliostats"; Libro: Research, Development and Applications of Solar Thermal Technology, pp. 91-100, Ed. B.P. Gupta and W.H. Traugott, Editorial: Hemisphere, New York. ISBN: 1-56032-095-8.
- Baonza F., Marcos M.J., Romero M., Izquierdo M. (2000), "Integración de pequeñas Plantas Solares de Torre en Sistemas de Cogeneración Aislados", Colección Documentos CIEMAT, CIEMAT, Madrid, noviembre 2000, ISBN: 84-7834-380-6.
- Becker M., Cordes S., Böhmer M. (1992), "The development of open volumetric receivers". Proc. 6th Int. Symp. on Solar Thermal Concentrating Tech., Sept 28-Oct. 2, 1992. Ed. CIEMAT, Madrid, Spain. Vol. II. Pp. 945-952. ISBN 84-7834-163-3.
- Becker M., Macias M., Ajona J.I. (1996): 'Solar Thermal Power Stations', En: "The future for renewable energy. Prospects and directions", Ed. EUREC, James&James Science Publishers, London, ISBN 1-873936-70-2.
- Biggs F and Vittitoe C (1979), "The Helios model for the optical behavior of reflecting solar concentrators". Sandia National Laboratories, SAND76-0347. Marzo 1979.
- Buck R., Abele M., Kunberger J., Denk T., Heller P. and Lüpfer E. (1998) "Receiver for solar-hybrid gas turbine and combined cycle systems". Journal de Physique IV, Symposium Series, 9, Pr3, pp. 537-544
- Buck, R., Lüpfer, E., Téllez, F., (2000), "Receiver for Solar-Hybrid Gas Turbine and CC Systems (REFOS)", Proceedings, 10th SolarPACES Int. Symposium 'Solar Thermal 2000', March 8-10, 2000, Sydney, Australia, pp.95-100.
- Buck, R., Bräuning, T., Denk, T., Pfänder, M., Schwarzbözl, P., Tellez, F., (2001), "Solar-Hybrid Gas turbine-Based Power Tower Systems (REFOS)", Proceedings of Solar Forum 2001: Solar Energy: The Power to Choose. April 21-25, 2001, Washington, DC. Ed. R. Campbell-Howe. American Solar Energy Society, Boulder, Colorado.
- DeMeo E.A., Galdo J.F. (1997), "Renewable Energy Technology Characterizations", TR-109496 Topical Report, December 1997, U.S. DOE-Washington and EPRI, Palo Alto, California.
- Enermodal Engineering Ltd. (1999). "Cost Reduction Study for Solar Thermal Power Plants. Final Report". Prepared by Enermodal Engineering Ltd. in association with Marbek Resource Consultants Ltd., by contract of World Bank/GEF, Washington D.C., May 5, 1999.
- Entropie (1982), Centrales à Tour: Conversion Thermodynamique de l'Energie Solaire. Entropie No. 103, Special Journal Issue.
- Falcone P.K. (1986), "A handbook for Solar Central Receiver Design", SAND86-8009, Sandia National Laboratories, Livermore, (USA).
- Fricker H.(1985), "Studie über die Möglichkeiten eines Alpenkraftwerkes", Bull. SEV/VSE 76, 10.

- Friccker H., Silva M., García C., Winkler C, Chavez J. (1990) "Design and Tests Results of the Wire Receiver in Almeria". In 'Research, Development and Applications of Solar Thermal Technology'-Proc. 4th Int. Workshop, Santa Fe, NM, pp. 265-277, Ed. B.P. Gupta and W.H. Traugott, Hemisphere, New York. ISBN: 1-56032-095-8.
- García G. y A. Egea (2000), "El heliostato autónomo"; Informes Técnicos CIEMAT-942. CIEMAT, Madrid, octubre 2000, 83 páginas. ISSN: 1135-9420.
- García G., A. Egea, M. Romero and J.A. Gázquez (2000), "The stand-alone heliostat first operation results". Proceedings Solar Thermal 2000-Renewable Energy for the New Millennium Conference, Sydney, Australia, 8-10 March, 2000. Eds: H. Kreetz, K. Lovegrove and W. Meike; Australian and New Zealand Solar Energy Society, Sydney; pp. 165-170.
- García G., A. Egea, M. Romero (2004). "Performance evaluation of the first solar tower operating with autonomous heliostats: PCHA project", Proceedings 12th SolarPACES International Symposium, 6-8 October 2004, Oaxaca, Mexico. S3-231. CD-Rom. Eds. C. Ramos and J. Huacuz. ISBN: 968-6114-18-1.
- Gould W.J., Zavoico A.B., Collier W.E., Grimaldi I. (2000), "Solar Tres 10 MWe Central Receiver Project". Energy 2000-The beginning of a new millenium. Ed. in chief: P. Catania.; Energex 2000: Proceedings of the 8th International Energy Forum, Las Vegas, NV, July 23-28, 2000. pp. 394-399. ISBN: 1-58716-016-1.
- Grasse W (1991), "PHOEBUS- international 30 MWe solar tower plant", Solar Energy Materials 24, 82-94.
- Grasse W., Hertlein H.P., Winter C.J., (1991)."Thermal Solar Power Plants Experience" . In "Solar Power Plants", Winter C.J., Sizmann R.L., Vant-Hull L.L. (Eds), Springer-Verlag, Berlin, pp 215-282. ISBN 3-540-18897-5.
- Haeger M. (1994), "Phoebus technology program: Solar Air Receiver (TSA)", PSA Tech. Report: PSA-TR02/94, July 1994.
- Hoffschmidt B., Pitz-Paal R, Böhmer M., Fend T., Rietbrock P. (1999), "200 kWth open volumetric air receiver (HiTRec) of DLR reached 1000°C average outlet temperature at PSA", J. Phys. IV France, 9, Pr3-551-556.
- King D. (1982), "Beam quality and tracking accuracy evaluation of second-generation and Barstow production heliostat" Sandia National Laboratories, SAND82-0181. Agosto 1982.
- Lipps F.W., Vant-Hull L.L. (1978), "A Cellwise method for the optimization of large central receiver systems" Solar Energy 20, 505-516.
- Mancini T.R., Kolb G.J, Prairie M. (1997), "Solar Thermal Power", In Advances in Solar Energy: An Annual Review of Research and Development, Vol. 11, edited by Karl W. Boer, American Solar Energy Society, Boulder, CO, pp. 1-42. ISBN 0-89553-254-9.
- Mavis, C.L. (1989), "A description and assessment of heliostat technology", SAND87-8025, Sandia Nat. Labs., Enero. 1989.
- Monterreal, R., Romero, M., García, G. and Barrera, G. (1997), "Development and testing of a 100 m<sup>2</sup> glass-metal heliostat with a new local control system". Libro: Solar Engineering 1997, pp. 251-259, Eds. D.E. Claridge and J.E. Pacheco, Editorial: ASME, New York, 1997. ISBN: 0-7918-1556-0.
- Osuna R., F. Cerón, M. Romero y G. García (1999), "Desarrollo de un prototipo de heliostato para la planta Colón Solar". Energía. Año XXV No. 6 (1999) 71-79.
- Osuna R, V. Fernández, S. Romero, M. Romero, M. Sanchez (2004). "PS10: A 11-MW solar tower power plant with saturated steam receiver", Proceedings 12th SolarPACES International Symposium, 6-8 October 2004, Oaxaca, Mexico. S3-102. CD-Rom. Eds. C. Ramos and J. Huacuz. ISBN: 968-6114-18-1.
- Pacheco J.E., Gilbert R. (1999), "Overview of recent results of the Solar Two test and evaluations program". En Renewable and Advanced Energy Systems for the 21st Century RAES'99 April 11-15, 1999 — Maui, Hawaii, pp. RAES99-7731, Eds.R. Hogan, Y. Kim, S. Kleis, D. O'Neal and T. Tanaka; ASME, New York, 1999. ISBN: 0-7918-1963-9.
- Radosevich L.G., Skinrood A.C.(1989), "The power production operation of Solar One, the 10 MWe solar thermal central receiver pilot plant", J. Solar Energy Engineering, 111, 144-151.
- Romero M., Buck R., Pacheco J.E. (2002), "An Update on Solar Central Receiver Systems, Projects, and Technologies.", Int. J. Solar Energy Eng., Vol. 124, pp. 98-108.
- Romero M., Conejero E. and M. Sánchez, (1991) "Recent experiences on reflectant module components for innovative heliostats", Solar Energy Materials 24, 320-332.
- Romero M., J.A. Rodriguez, M. Silva y V. Fernández (1999), "Optimización y análisis óptico-energético del campo de heliostatos de la Planta Colón Solar", Energía Año XXV No. 6, 64-70.

- Romero M., Marcos M.J., Osuna R. and Fernández V. (2000), "Design and Implementation Plan of a 10 MW Solar Tower Power Plant based on Volumetric-Air Technology in Seville (Spain)". SOLAR ENGINEERING 2000- Proceedings of the ASME International Solar Energy Conference, Madison, Wisconsin, June 16-21, 2000. Ed.: J.D. Pacheco and M.D. Thornbloom, ASME, New York, 2000. ISBN: 0791818799.
- Romero M., R. Buck, J.E. Pacheco (2002), "An Update on Solar Central Receiver Systems, Projects, and Technologies.", *Int. J. Solar Energy Eng.*, Vol. 124, pp. 98-108.
- Romero M., Zarza E. (2003). "Desarrollo tecnológico e implantación de las centrales eléctricas termosolares en España". *Energía*. 168, 60-66
- Ruiz V., Silva M., Blanco M. (1999), "Las centrales energéticas termosolares", *Energía*, No. 6, Año XXV, 47-55.
- Schmitz-Goeb M, Keintzel G. (1997), "The Phoebus solar power tower", In Proceedings of the 1997 ASME Int. Solar Energy Conf., 27-30 April, 1997, Washington D.C., Ed. D.E. Claridge and J.E. Pacheco, pp. 47-53.
- Schwarzbözl, P; Pitz-Paal, R; Meinecke, W; Buck, R. (2000): "Cost-optimized solar gas turbine cycles using volumetric air receiver technology", Proceedings Solar Thermal 2000-Renewable Energy for the New Millennium Conference, Sydney, Australia, 8-10 March, 2000. Eds: H. Kreetz, K. Lovegrove and W. Meike; Australian and New Zealand Solar Energy Society, Sydney; pp. 171-177.
- Silva M., Blanco M., Ruiz V. (1999), "Integration of solar thermal energy in a conventional power plant: The COLON SOLAR project", *Journal de Physique IV, Symposium Series*, 9, Pr3-189-194.
- Sugarmen C., Ring A., Buck R., Heller P. Swartzboetzl P., Tellez F., Marcos M.J., Enrile J. (2003), "Solar Hybrid Gas Turbine Power Plants Test Results and Market Perspective". Proceedings ISES Solar World Congress 2003, June 14-19 2003, Göteborg, Sweden, Ed. by ISES-International Solar Energy Society and Solar Energy Association of Sweden. ISBN 91-631-4740-8.
- Téllez F., Romero M., Marcos MJ (2001). "Design of "Sirec-1" Wire Mesh Open Volumetric Solar Receiver Prototype". Proceedings of Solar Forum 2001: Solar Energy: The Power to Choose. April 21-25, 2001, Washington, DC. Ed. R. Campbell-Howe. American Solar Energy Society, Boulder, Colorado.
- Tyner C.E., Kolb G.J., Geyer M., Romero M. (2001), "Concentrating Solar Power in 2001: An IEA SolarPACES Summary of Present Status and Future Prospects", International Energy Agency, Solar PACES.
- Weinrebe, G., Schmitz-Goeb, M. and Schiel, W., (1997), "On the performance of the ASM150 stressed membrane heliostat", 1997 ASME/JSME/ISES Int. Solar Energy Conference, April 27-30, Washington, DC (USA), Solar Engineering: 1997.
- Yebra L., Berenguel M., Romero M., Martínez D., Valverde A. (2004) "Automation of solar plants". Proceedings EuroSun2004. Vol I. Pp. 978-984. Ed. DGS-Munich and PSE-Freiburg. ISBN: 3-9809656-1-9.