

4 Análisis de las Tecnologías Termosolares

4.1 Tecnología Cilindro-Parabólica (CCP)

4.1.1 Resumen Ejecutivo CCP

Las instalaciones con seguidores cilindro-parabólicos son la referencia actual del mercado. Bien por la experiencia acumulada o bien por la disponibilidad previa de documentación, en el mercado mundial es esta tecnología la que más MW tiene en desarrollo y construcción.

En cuanto a mejoras y desarrollo de la tecnología, podemos establecer los elementos críticos del sistema en los siguientes:

- **Campos Solar:**
 - *Estructuras:* Las mejoras van encaminadas hacia montaje más rápido y sencillo. Esto redundará en la reducción del coste. Se busca además el desarrollo de productos comerciales en el mercado frente a los diseños patentados actuales.
 - *Espejos:* Se investiga en nuevos reflectantes si bien el problema actual de los espejos son la forma curva que precisa de una línea de producción específica y la limpieza de los mismos. El primer aspecto va ligado a la estrategia de negocio de los fabricantes existentes para montar una línea de producción y el segundo lleva asociado el desarrollo de maquinaria específica para mantener la reflectividad en valores aconsejables.
 - *Aceite:* La composición de los fluidos actualmente empleados limita las condiciones de operación y requiere unos tubos absorbedores muy exigentes en cuanto a diseño. Se investiga con otros fluidos de trabajo que reduzcan las pérdidas por intercambia, reduzca el número de componentes y facilite la operación.
 - *Tubos:* Para temperaturas por encima de 300°C se requieren tubos de vacía (Solel y Schott). EL empleo de vapor como fluido de trabajo podría facultar el uso de tubos más sencillos.
- **Isla de Potencia:** En principio este aspecto es el menos abordable. Podríamos pensar en modificar el ciclo hacia otras condiciones de vapor (sobrecalentado, supercrítico, etc.) pero esto serían estudios a otro nivel pues afectaría a todo el diseño de la planta.
- **Hibridación:** Nos referimos por hibridación al empleo de una caldera mixta gas/biomasa. La hibridación con otras fuentes de energía térmica, sean combustibles fósiles como el gas natural o renovables como la biomasa, es el camino más evidente para asegurar la gestionabilidad de una central eléctrica termosolar. Casi todas las centrales actuales son híbridas, en mayor o menor medida, efectuándose en el ciclo Rankine el aporte de la energía térmica procedente de una combustión. Podríamos beneficiarnos, al menos en el mercado español, de la normativa específica relativa a Régimen Especial de producción de energía eléctrica empleando biomasa. Ya existen algunos desarrollos en el mercado al respecto.

4.1.2 Elementos Principales

4.1.2.1 Concentrador

El concentrador de canal parabólico es el encargado de reflejar y redirigir la radiación solar directa hacia el tubo absorbedor, donde la radiación solar se transforma en energía térmica.

Realmente es un espejo curvado en forma de parábola que concentra sobre su línea focal toda la radiación solar directa que atraviesa el plano de apertura del dispositivo.

Este espejo empleado es similar a los de uso común, con la particularidad de que el vidrio que sirve de soporte a la película de plata es de bajo contenido en hierro, lo que hace que aumente su transmitancia.

Según el espesor del vidrio sobre el que se deposita la película reflectante de plata hay dos tipos diferentes de espejos:

- De vidrio grueso (espesor ≥ 3 mm). Son los que se están empleando en la actualidad, requieren doblado en caliente (en fábrica) en líneas especiales de fabricación.
- De vidrio delgado (espesor < 3 mm). No se suelen emplear y se pueden doblar en frío para fijarlo directamente a la estructura.

El concentrador también se podría obtener con chapa de aluminio pulido de alta reflectancia. Esto no se emplea ya que la durabilidad es limitada en condiciones de intemperie.



Imagen 10: reflectores cilindro-parabólicos

El reflector está formado a grosso modo por el vidrio curvado de fabricación específica en líneas de producción propias, el material reflectante y la pintura posterior de protección.

Fabricantes

Actualmente los principales fabricantes en el mercado español son:

- Rioglass ha ejecutado una fábrica en Asturias para poder fabricar los espejos cilindro-parabólicos para los proyectos de Abengoa. Está participada por esta última.

- Saint-Gobain: ha ampliado las instalaciones de su fábrica de Lisboa para satisfacer la demanda del mercado termosolar.
- Flagsol: realiza el espejo y la estructura completa. Participa en los proyectos de Andasol.

Líneas de Investigación

Actualmente se están desarrollando nuevos reflectores porque:

- Los reflectores actuales son demasiado caros (20% del coste total del colector).
- La demanda es actualmente muy superior a la oferta.
- El empleo de nuevos materiales (espejos de primera superficie, composites, etc.) podrían permitir abaratar costes a largo plazo.

El resultado de las actividades de I+D actuales en relación con los reflectores será una mayor oferta, aunque el precio no se espera que disminuya significativamente a corto plazo, pero si a largo plazo.

Para aumentar la reflectividad en los espejos las mejoras posibles son:

- Usar espejos de cristal fino con bajo hierro y capa trasera plateada. Para cilindro-parabólico es necesario templar el vidrio para proporcionarle la curvatura necesaria, pero este proceso es actualmente muy caro y necesita de mayores mejoras.
- Uso de espejos de superficie frontal recubierta con sustratos flexibles. Por el momento la resistencia a las condiciones ambientales (durabilidad exterior) es limitada.
- Uso de espejos repelentes de suciedad para mejorar la limpieza de los mismos. La limpieza está requiriendo nuevos materiales y una mejora significativa en los equipos de limpieza y en los métodos.

También se puede pensar en la reducción de costes debido al procesado más barato de espejos. Esto se puede conseguir con nuevos materiales que deben cumplir con los siguientes requisitos:

- Buena durabilidad a la intemperie.
- Alta reflectividad solar (mayor de un 92%) para longitudes de onda entre 300 y 2.500 nm.
- Buena resistencia mecánica para aguantar los lavados periódicos.
- Bajo coeficiente de suciedad (<0,15%, que es el de los espejos de vidrio plateado).

Fabricación y Logística

La fabricación de los espejos para cilindro-parabólico es complejo por el hecho de que estos espejos están curvados. Debido a esta situación caben dos opciones:

- doblarlos junto con la estructura en la propia planta (se emplean los de vidrio delgado),
- o comprarlos ya doblados en la fábrica (vidrio grueso).

Como se comentó anteriormente normalmente se está optando por la segunda opción. Esta segunda opción es la que lleva implícito el problema de logística, ya que el transporte de la cantidad de espejos necesarios para una planta de 50 MW no es sencilla.

Potencia Instaladas

A continuación mostramos en una tabla información de varias plantas de tecnología cilindro-parabólica relativa a la superficie de concentradores (espejos):

Planta	Andasol I (7,5 h almac.)	Puertollano	SGES IX
Superficie ocupada (ha)	195	200	
Potencia nominal (MW)	50	50	80
Área total espejos (m ²)	510.000	287.760	483.960
Producción total esperada (MWh/año)	176.000	114.000	256.125
Producción solar esperada (MWh/año)	156.000	97.000	139.697
Ratio producción por superficie espejos (kWh/m ² .año)	305	339	289

Tabla 5. Características principales de distintas plantas CCP

Las diferencias en cuanto al número de espejos entre la planta de Puertollano y Andasol I se justifica con el número de horas de almacenamiento que tiene la planta de Andasol (7,5 horas) mientras que la de Puertollano parece ser que no tiene almacenamiento (según la información que disponemos). Este elevado número de horas hace que el campo solar tenga que estar sobredimensionado para poder suministrar la energía sobrante al sistema de almacenamiento.

Sobre la planta SGES IX (California) hay que destacar que la producción total es muy superior comparada a las otras dos plantas. Esto se explica ya que la legislación española limita la utilización de combustibles fósiles en las plantas termosolares, cosa que no sucede en la planta californiana.

Limpieza

La reflectancia es la relación entre el rayo incidente y la radiación reflejada por éste en una superficie, también llamado coeficiente de reflexión. Para el cilindro-parabólico un valor típico de reflectancia está entre 92-95%, pero este valor disminuye con la acción de la suciedad sobre la superficie.

La acción de la suciedad depende de una gran cantidad de factores, como por ejemplo:

- Superficie sobre la que se encuentra la planta.
- Instalaciones en las inmediaciones (carreteras, caminos, fábricas cercanas, etc.).
- Frecuencia de lluvias en la zona.
- Presencia continuada de vientos en la zona

Para dar unos datos más concretos, podríamos decir que la reflectancia de un cilindro-parabólico limpio es del 92% y este valor disminuye un 0,26% (valores medios pero obviamente dependerá del emplazamiento, época del año, etc.) por día con el efecto de la

suciedad. Gráficamente, la evolución de la reflectancia para una superficie que no se limpie se muestra a continuación.

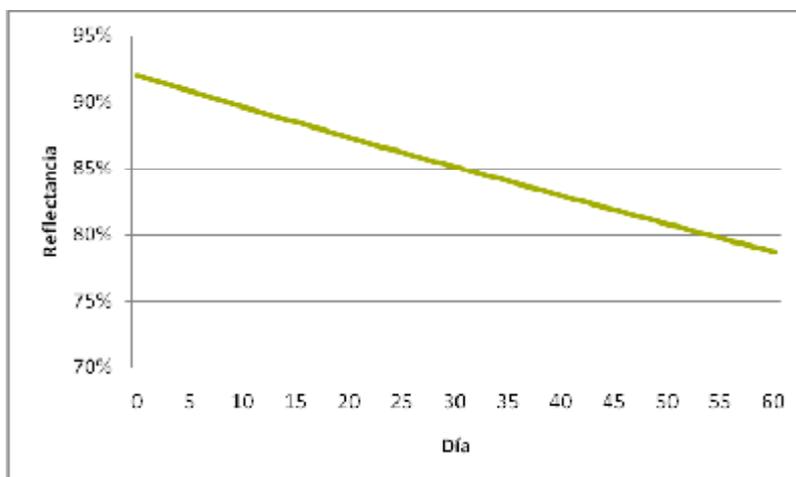


Gráfico 6: evolución de la reflectancia debido a la suciedad (sin limpieza desde el día 0)

A partir de los datos esperados de producción de una planta de 50 MW de tecnología de cilindro parabólico, hemos realizado una simulación económica en la que comparamos los ingresos obtenidos en tres casuísticas distintas. Estas son una limpieza mensual, una limpieza cada 2 meses ó una limpieza cada 3 meses.

	1 limpieza cada mes	1 limpieza cada 2 meses	1 limpieza cada 3 meses
Total ingresos año	33.792.509 €	32.523.102 €	31.317.274 €
Ingresos mensuales	16.896.255 €	16.261.551 €	10.439.091 €
Pérdidas anuales (frente a 1 limpieza mes)	0 €	1.269.408 €	2.475.235 €

Tabla 6. Ingresos según frecuencia de limpieza de espejos

Estas pérdidas podrían llegar a ser incluso mayores, ya que además de producirse la pérdida de potencia térmica por la suciedad, habría que considerar el gasto adicional de combustible en los casos es que la radiación incidente no sea suficiente para proporcionar la potencia requerida por la turbina de vapor.

Por todo esto se puede asegurar que la limpieza de los espejos reflectores y el tubo absorbedor es recomendable y la frecuencia de limpiado depende de muchos factores: coste de la misma, condiciones ambientales, situación de la planta, etc.

Mantenimiento

Aparte de la mencionada limpieza, los espejos no tienen otra operación de mantenimiento planificada sobre los mismos. Es importante también señalar que los espejos están planificados para que no tengan que ser sustituidos durante la vida útil de la planta, a no ser que sucedan accidentes imprevistos (fenómenos meteorológicos, accidentes en la operación o limpieza, etc.).

Futuro

Podríamos establecer varias líneas de mejora en cuanto a los reflectores que podríamos resumir:

- Superficie reflectante: Mejora de costes sin pérdida de reflectividad.
- Utillajes de manipulación: un procedimiento controlado de montaje de los reflectores puede suponer un importante ahorro por roturas y por tiempos más cortos en el periodo de montaje.
- Capa protectora: Si bien se está en un punto de desarrollo muy avanzado en cuanto a la durabilidad de la capa protectora, no se debería dejar la investigación que garantice durante 25-40 años la superficie.
- Mejorar la durabilidad en condiciones de intemperie del espejo y sus elementos.
- Aumentar la reflectividad (por encima del 92%) para longitudes de onda del espectro solar, concretamente para las del rango de 300-2.500 nm.
- Mejorar la resistencia mecánica de la superficie al lavado periódico.
- Mejorar el coeficiente de suciedad (menor a 0,15%).

Actualmente el mercado no dispone de fabricantes locales por la tipología de la producción. Un punto muy favorable podría ser el desarrollo de una factoría próxima al “centro de gravedad” del conjunto de instalaciones en países MENA y dar servicio rápido y a un coste ajustado para la reposición de espejos.

4.1.2.2 Tubo Absorbedor

Es el elemento clave de la tecnología de cilindro-parabólico. Su función es la de convertir la radiación solar concentrada en su superficie en un aumento de la energía térmica del fluido de trabajo.

Para temperaturas por debajo de los 300°C, el tubo absorbedor puede ser un simple tubo de acero con un recubrimiento (cobalto, cromo...). Sin embargo, las temperaturas habituales de diseño en una central de cilindro-parabólico son superiores, por lo que se utilizan dos tubos concéntricos, el interior de acero con un recubrimiento y el exterior de vidrio. Entre medio se realiza el vacío. El tubo de acero tiene un recubrimiento para absorber el máximo de la radiación posible y convertirla en energía térmica. El tubo de vidrio tiene función aislante, junto con la capa de vacío, y protectora del recubrimiento, también tiene un tratamiento antirreflectante para aumentar el rendimiento óptico.



Imagen 11: tubo absorbedor (SCHOTT SOLAR)

Operación y Mantenimiento

La reposición o reparación de estos tubos es uno de los mayores costes en el O&M de las plantas con esta tecnología. Los fallos más frecuentes son:

- Pérdida del vacío en los tubos. Provoca un incremento en las pérdidas térmicas y, al aumentar la temperatura del vidrio, un aumento de las tensiones térmicas.
- Degradación del recubrimiento del tubo de acero. Implica una disminución de la absorción y un aumento de la emisividad.
- Rotura de unión vidrio-metal. Esta debe ser estanca y soportar las tensiones térmicas a las que se ve sometida. Es uno de los puntos críticos.

Fabricantes

Los principales fabricantes en el mercado son los siguientes:

- Schott Solar: Cuenta con una fábrica en Aznalcóllar (Sevilla) y lleva operando ya más de un año. Como referencia, sus tubos se han empleado en la planta de Andasol I.
- Solel: Era una empresa israelita con sede principal en Israel. Tiene una filial española y en sus planes está la ejecución de una planta de producción de componentes para termosolar, entre esos los tubos absorbedores, en La Carolina (Jaén). Esta empresa fue comprada a final de 2009 por la multinacional Siemens.

Los elementos de los tubos absorbedores tienen un nivel de tecnología bastante alto, ya que una parte importante de su competitividad reside en la inversión en I+D. Esto, junto al escaso número de fabricantes existentes (por el momento sólo existen 2 fabricantes que aporten garantías tecnológicas suficientes), hace que no resulte interesante una apuesta de introducción en el mercado de los tubos absorbedores.

Líneas de Investigación

Se está trabajando en la elaboración de unos nuevos tubos absorbedores, que son los siguientes:

- Nuevos tubos con vacío y soldadura vidrio-metal. Los nuevos diseños de estos tubos serán muy similares a los de Schott y Solel. El principal beneficio será un incremento de la oferta, lo que estabilizará los precios.
- Tubos de bajo vacío y sin soldadura vidrio-metal. La soldadura vidrio-metal será sustituida por un cierre mecánico. Estos tubos durarán más y serán más fiables, pero su eficiencia y precio serán algo menores que las de los tubos de vacío.
- Tubos receptores de bajo coste y sin vacío. La soldadura vidrio-metal será sustituida por un acople sencillo entre el tubo interior metálico y la cubierta de vidrio. La superficie selectiva será de menor coste y eficiencia, pero estos tubos serían rentables para temperaturas por debajo de 300°C
- Nuevos recubrimientos selectivos y anti-reflexivos. Ya existen a nivel de laboratorio nuevos recubrimientos selectivos con $\varepsilon < 0,1$ a 500 °C y alta durabilidad térmica.

4.1.2.3 Fluido de Transferencia de Calor

Es el fluido que circula por el interior del tubo absorbedor y es el encargado de transportar la energía térmica. Los principales fluidos empleados son los siguientes:

- Aceites o siliconas sintéticos.
- Aceites minerales.
- Sales fundidas.
- Agua.
- Líquidos iónicos.
- Aire u otro gas.

Actualmente, el fluido que se está empleando en las centrales cilindro-parabólicas son los aceites y siliconas sintéticos. Las características de éstos les permite trabajar a presiones no muy altas en estado líquido, simplificando la instalación y las medidas de seguridad. Para temperaturas más bajas (<300°C) se emplean aceites minerales como el Caloria HT.

Otra posibilidad sería la utilización de sales fundidas. Su uso tendría la ventaja, que se podría almacenar directamente sin necesidad de necesidad de intercambiadores de calor. Pero tiene el inconveniente de que hay que asegurar que no se solidifica en ningún punto. Por ello su uso comercial no se ha realizado todavía.

La generación directa de vapor (GDV) sería otra posibilidad, pero la complejidad técnica al producirse el cambio de fase dentro de los tubos ha hecho que no haya en la actualidad ninguna planta comercial cilindro-parabólica que genere vapor directamente, pero si existen plantas piloto de I+D que están ensayando esta tecnología.

A continuación se muestra una tabla con las principales características de los fluidos de transferencia de calor:

	Aceite sintético	Sales fundidas	GDV
Temperatura máxima de operación	400 °C	500-520 °C	480-500 °C
Presión del sistema	30-40 bar	10-20 bar	60-120 bar
Corrosión en el tubo absorbedor	no	-	no
Problema con el hidrógeno	si	improbable	improbable
Principal problema	estabilidad del fluido	congelación	alta presión, peso

Tabla 7. Características principales de los fluidos de transferencia de calor

Aceites Empleados

Se suele emplear el óxido de bifenil-difenil (también mezcla de óxido de difelino con bifelino). También se podría usar una silicona sintética, con mejores prestaciones que los aceites anteriores, pero con un coste mayor. En ambos casos las temperaturas máximas alcanzables están en torno a los 400°C, ya que a partir de esta temperatura los aceites se degradan, perdiendo sus propiedades.

El aceite empleado en las plantas españolas es el **The rminol VP-1** de Solutia y el **Dowtherm A** de Dow Chemical.

Un coste orientativo de este aceite es de 3,44 € el litro y para una planta de 50 MW harían falta alrededor de unos 1.000 m³, por lo que el coste de aprovisionamiento del aceite puede llegar a ser de más de 3 millones de euros.

Líneas de Investigación

Los principales inconvenientes de la tecnología HTF actual son:

- Temperatura máxima del vapor limitada (~380°C)
- Contaminación en caso de fugas y riesgo de incendio

Tres nuevos fluidos están siendo investigados actualmente para sustituir al aceite térmico y eliminar sus inconvenientes:

- sales fundidas
- generación directa de vapor (el llamado proceso GDV)
- gas

En el siguiente cuadro se muestran las ventajas e inconvenientes de estos fluidos frente al aceite térmico:

	Ventajas sobre el aceite	Desventajas sobre el aceite
Sales fundidas	<ul style="list-style-type: none"> - temperatura de vapor más alta - sin riesgo de contaminación o incendio - mejor almacenamiento térmico 	<ul style="list-style-type: none"> - alta temperatura de cristalización (>125°C) - diseño del campo solar más complejo - mayores consumos
Generación directa de vapor	<ul style="list-style-type: none"> - diseño simple de la planta - temperatura de vapor más alta - sin riesgo de contaminación o incendio 	<ul style="list-style-type: none"> - falta de un almacenamiento térmico adecuado - sistema de control del campo solar más complejo - mayor presión en el campo solar
Gas	<ul style="list-style-type: none"> - temperatura de vapor más alta - se mejora el sistema de almacenamiento térmico - sin riesgo de contaminación o incendio 	<ul style="list-style-type: none"> - baja refrigeración de los tubos receptores - sistema de control del campo solar más complejo - mayor presión en el campo solar

Tabla 8. Ventajas e inconvenientes de los fluidos de transferencia de calor.

La situación de los mismos fluidos es la siguiente:

- Sales fundidas. La viabilidad técnica ha sido demostrada por ENEA (Italia) en una pequeña planta experimental (350 kWt) instalada cerca de Roma (Casaccia). Son necesarios datos reales de O&M en una planta comercial pequeña (3-5 MWe) para poder evaluar la viabilidad comercial de grandes plantas.
- Generación Directa de Vapor. La viabilidad técnica ha sido demostrada en la PSA en una pequeña planta experimental (2,45 MWt). Son necesarios datos reales de O&M en una planta comercial pequeña (3-5 MWe) para poder evaluar la viabilidad comercial de grandes plantas.
- Gas. Solo se han realizado estudios teóricos hasta la fecha. Una pequeña planta experimental (350 kWt). Está siendo puesta en funcionamiento en la PSA para evaluar la viabilidad de esta opción.

4.1.2.4 Estructura

El sistema cilindro-parabólico, como el resto de los sistemas que vamos a analizar, sólo aprovecha la radiación directa de los rayos del sol. Es por ello, que para optimizar el rendimiento, es necesario realizar un seguimiento de los rayos solares.

El sistema de seguimiento más común es el de un solo eje, consistente en un dispositivo que gira los reflectores alrededor de un único eje. Este sistema mueve un conjunto de módulos que están unidos entre sí rígidamente en serie de forma que se pueda minimizar el número de mecanismos a utilizar.

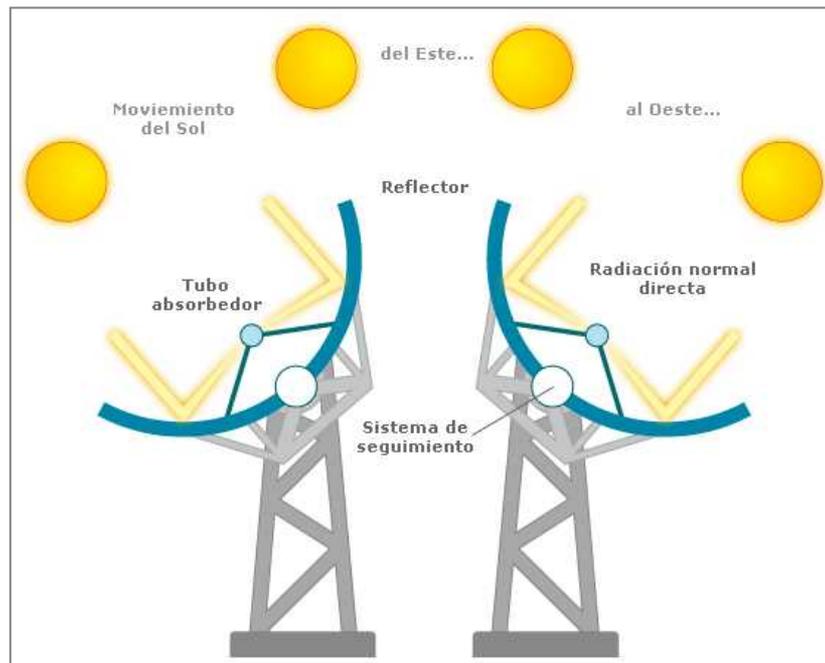


Imagen 12: esquema de seguimiento en un eje para cilindro-parabólico (fuente: Abengoa)

El mecanismo que proporciona el movimiento puede ser eléctrico o hidráulico.

Acero

Para una planta de 50 MW se prevé una necesidad en acero de 15.000 toneladas. Esto hace que la cantidad necesaria de componentes sea muy elevada, con el consecuente problema en la logística para el montaje.

Además, para estimar los costes de suministro, hemos de considerar las fluctuaciones del mercado mundial del acero. La falta de previsión en este punto puede provocar desviaciones presupuestarias importantes.

Fabricantes

Los seguidores vienen integrados con el resto del sistema concentrador (espejos, estructuras y anclaje). Los espejos se encargan a el fabricante seleccionado en función de la estructura a montar. Por lo que todo viene siendo un poco a medida del cliente/proyecto.

Además de esto, hay que destacar que estos sistemas se han desarrollado sólo por unas pocas empresas y, cada uno de ellas, han realizado su propio diseño, llegando incluso a patentar el mismo. Los fabricantes más relevantes en el mercado son:

- Solargenix: proveedor de las estructuras de la planta Solar One de Nevada, esta empresa fue comprada en 2007 por Acciona.

- Skalet 150 de Flagsol, una empresa del grupo Solar Millennium, cuyo primer prototipo, denominado EuroTrough fue desarrollado en la Plataforma Solar de Almería junto con el CIEMAT y la Agencia Alemana del Espacio (DLR). Se han empleado en la planta Andasol I y seguramente en algún proyecto más en España.
- LS-3: último sistema de colectores empleado en la planta SGES IX de California. Fabricado por la empresa israelí Solel.
- SENERtrough: sistema patentado por la empresa SENER.
- Abengoa: ha desarrollado varios modelos propios, entre ellos los modelos Solúcar TR, PT1 y RMT.

Desarrollo

A la hora de invertir en el mercado de la fabricación de seguidores cilindro-parabólico hay 2 alternativas:

- Invertir en I+D para desarrollar un sistema de seguimiento propio con el consecuente riesgo tecnológico.
- Fabricar un prototipo ya realizado por alguna empresa comprando la patente en cuestión. Según nuestras informaciones pueden estar en torno al millón de euros.

Líneas de Investigación

Varios diseños nuevos están actualmente en curso con el fin primordial de reducir el coste total del colector (fabricación + montaje). Algunos de los nuevos diseños usan un tubo central sobre el que se montan los brazos soportes de los espejos. La reducción del peso (material necesario y motores para el accionamiento) no es el objetivo primordial, ya que se puede considerar que se ha alcanzado unos valores bastante bueno, sino alcanzar unos tiempos y costes de montaje menores sin merma de la calidad y precisión final del colector.

A modo de resumen, las líneas de investigación principales son:

- Disminución del peso (pruebas con diversos materiales).
- Aumento de la rigidez de la estructura.
- Mejorar la precisión en el seguimiento y la estabilidad del sistema con el paso del tiempo.
- Aumentar la sencillez del montaje.

4.1.2.5 Canalizaciones Campo Solar

Es el sistema de cañerías encargado de transportar el fluido térmico (normalmente aceite). Estas cañerías suelen ser de acero al carbono. Lo importante en estas cañerías, aparte del drenaje, es que en ellas no se produzcan pérdidas térmicas, ya que éstas nos penalizarían en el rendimiento y, consecuente, en la producción eléctrica. Para disminuir estas pérdidas térmicas se pueden realizar las siguientes acciones:

- Aumento de aislamiento en las conducciones. Esto supondría poner unas tuberías con un mayor grosor de material (acero). Esto implica, como es obvio, un incremento de coste considerable.
- Intentar evitar los contactos metal-metal, ya que estos hacen que se aumenten las pérdidas térmicas por conducción. Según nuestra información, hay plantas que están modificando estos contactos introduciendo un material aislante en la zona de contacto.

4.1.3 Almacenamiento

El almacenamiento en una planta termosolar es, junto con la hibridación (utilización de una caldera para el aporte extra de vapor de agua en situaciones de baja radiación directa), es el elemento que le proporciona a la central el carácter de “gestionable”. Este carácter implica que una planta pueda funcionar con cierta independencia de los parámetros ambientales y que le conceda un cierto grado de libertad ante posibles situaciones inesperadas. Esto es un hecho fundamental y que hoy en día, se hace prácticamente obligatorio, ya que es una de las demandas que el operador de la red eléctrica está imponiendo para priorizar los proyectos.

Es evidente que este almacenamiento supone una pérdida de rendimiento energético, ya que el mismo implica que se producen pérdidas térmicas. El sistema de almacenamiento tiene que diseñarse para que estas pérdidas no sean mayores del 5% de la energía almacenada. De todas formas las pérdidas térmicas se justifican con un aumento de las horas de operación de la planta y con ello de la disponibilidad de la misma.

4.1.3.1 Descripción: Andasol I

Los proyectos que se están ejecutando en España de cilindro-parabólico todos contemplan dispositivos de almacenamiento térmico. La primera central cilindro-parabólico que ha entrado en funcionamiento es la planta de Andasol I (Granada) y es una referencia (a expensas de conocer su funcionamiento real) en cuanto al almacenamiento, ya que tiene una capacidad de 1.010 MWh térmicos equivalentes a 7,5 horas de generación a plena carga.

Este almacenamiento se está realizando con dos tanques de sales (mezcla de nitrato sódico y potásico) que almacenan una cantidad de 28.500 toneladas de sal. Estos tanques tienen ambos un diámetro de 38 m y una altura de 14 m, lo que entre los dos supone un volumen de más de 30.000 m³ de almacenamiento de sales. El tanque “caliente” de sales está diseñado para mantenerse a una temperatura de 384 °C y el “frío” a 291 °C.

Una de las limitaciones existentes a la hora de realizar tanques con más altura es la potencia de trabajo de las bombas empleadas. Estas bombas son de eje vertical y, actualmente, no hay en el mercado bombas que puedan funcionar con alturas superiores a 14 m.

4.1.3.2 Incertidumbres Técnicas

Aunque se realizaron pruebas pasadas de almacenamiento térmico, plantas SEGS, planta Solar One y Solar Two, todas de California, todavía están presentes una serie de incertidumbres o riesgos tecnológicos. Los más importantes son:

- Riesgo de corrosión de los componentes (bombas, conductos, superficies de intercambio, etc.).
- Los volúmenes de almacenaje son muy grandes, debido al bajo poder calorífico de las sustancias empleadas.
- Existe la limitación de la temperatura inferior de operación (que es la del tanque frío).
- Hay un consumo importante en bombas, debido a los altos fluidos másicos.

- Se necesitan dos tanques (frío y caliente).
- Instalaciones de alto coste
- Necesidad de control para mantener la temperatura dentro de unos niveles de seguridad.
- En los últimos años el problema fundamental del sector es la volatilidad del precio, ya que ha llegado a sufrir hasta incrementos de coste del 200%.
- Coste de hasta 35 millones de euros para 28.000 toneladas de sales.
- Logística compleja para el suministro de las sales.

4.1.3.3 Limitaciones Financieras

Desde un punto de vista financiero el almacenamiento tiene las siguientes limitaciones:

- Financiación complicada (Project Finance) para proyectos con acumulación.
- Compañías EPC sin experiencia en sales asumen las garantías sobre el performance del sistema de acumulación a razón de los resultados de las primeras experiencias del mercado.
- Este esquema de garantías es difícilmente financiable.
- Las entidades financieras están esperando resultados más a largo plazo de los sistemas de almacenamiento..
- Lo que se está realizando es una estrategia de desarrollo de proyectos que consiste en licitar una primera fase sin acumulación, reduciendo el número de lazos. En una segunda fase, suponiendo un mercado más maduro, se ejecutaría la segunda fase, incluyendo la acumulación y el número restante de colectores.
- Por todo esto todavía no se ha planteado superar el hito de 7,5 horas de almacenamiento.

4.1.3.4 Intercambiadores

Los intercambiadores es uno de los elementos más costosos en el sistema de almacenamiento y es también donde se pueden producir posibilidades de mejoras en el diseño.

Un intercambiador está diseñado para tener una temperatura de “pinch-point”, esta temperatura es el punto en el que se produce la mínima diferencia entre el fluido caliente y el frío dentro del intercambiador. Es evidente, que un intercambiador con una temperatura de “pinch-point” menor es más eficiente termodinámicamente, pero implica un mayor coste en la realización del intercambiador. Lo ideal es buscar el óptimo entre la eficiencia térmica y el coste económico del equipo.

En una planta de tecnología cilindro-parabólica existen 3 intercambiadores:

- Intercambiador aceite-sales, es el que intercambia calor entre el aceite térmico que pasa por los tubos absorbedores y las sales que se almacenan.
- Intercambiador sales-vapor, realiza el intercambio entre las sales almacenadas y el circuito de vapor para cuando haya una necesidad de calor adicional.
- Intercambiador aceite-vapor, intercambia calor entre el aceite térmico y entre el vapor del circuito de potencia. Este intercambiador produce un vapor de mayor calidad que el intercambiador sales-vapor.

Es obvio plantear que cuantas más veces se produzca el intercambio de calor entre fluidos mayores pérdidas se producen y, con ello, menores eficiencias. Por esto, además de por las pérdidas térmicas producidas en el almacenamiento, el vapor obtenido de las sales almacenadas es de peor calidad (menor energía térmica) que el producido directamente por el vapor.

4.1.3.5 Líneas de Investigación

Hay tres líneas de I+D actualmente, relacionadas con el almacenamiento térmico:

- Calor sensible con sales fundidas ($< 580\text{ }^{\circ}\text{C}$). Aunque se han construido enormes sistemas de almacenamiento (1 GWht) con dos tanques de sales fundidas en plantas de 50 MWe, esta tecnología aún no está validada en estos tamaños. Es necesario aún más trabajo de I+D para evaluar el comportamiento a largo plazo de estos sistemas. Hay estudios en los que se puede mejorar el coste usando un almacenamiento de sales fundidas termoclínicas con un material de relleno, este almacenamiento sería solo usando un tanque. También se está estudiando el uso de otras sales que se mantienen líquidas a más bajas temperaturas (Room Temperature Ionic Liquids - RTILs).
- Calor latente con sales fundidas (cambio de fase) ($< 320\text{ }^{\circ}\text{C}$). Las plantas GDV (Generación Directa de Vapor) necesitan sistemas de almacenamiento térmico que usen cambio de fase (PCM - Phase Change Materials). Varias opciones para almacenamientos tipo PCM están siendo investigadas actualmente, y un prototipo de 200 kWht ha sido evaluado en la PSA.
- Calor sensible con hormigón. El objetivo de estas actividades de I+D es lograr un coste específico de 20 €/kWh de capacidad. Un prototipo de 2x350 kWh ha sido ensayado en la PSA con buenos resultados. Este almacenamiento usa unas tuberías de acero que encarece el diseño, por lo que también se está estudiando sistemas sin estas tuberías. Igualmente se está investigando en sistemas avanzados de carga y descarga que permitan aumentar la capacidad de almacenamiento.

Los sistemas de sales fundidas con dos tanques parecen ser la mejor opción en la actualidad para plantas HTF, si su fiabilidad es confirmada por las primeras plantas. Almacenamiento tipo PCM y con hormigón parecen buena opción para las plantas GDV a medio y largo plazo.

4.1.4 Bloque de Potencia

La potencia habitual de estas instalaciones es de 50 MWe y para ello se emplea una turbina de vapor adaptada a los requerimientos de la tecnología termosolar. Acoplado a la turbina, se instala un alternador para generar la energía eléctrica a partir de la mecánica.

Como se puede intuir, es la turbina y su modo de operación el componente crítico. A nivel mundial existen diferentes turbineros si bien, por el desarrollo de la tecnología tan importante en España, es el europeo Siemens el que por agilidad y adaptación al mercado, ha captado mayor cuota de participación en el mismo. Típicamente se considera una turbina de la familia SST. Según el fabricante el modelo de turbina está adaptado a las condiciones de operación de una termosolar. En los últimos meses otros fabricantes como GE, Alstom, Skoda, están entrando en el mercado ofreciendo maquinaria mejorada respecto al producto de Siemens según manifiestan en cuestiones como coste, durabilidad, fiabilidad, mantenimiento, etc. Para la elección de la turbina habremos de considerar:

- Plazo y condiciones de compra.

- Precio de adquisición: un mercado tan apremiante por las fechas de conexión como el termosolar puede ocasionar el favor de los fabricantes para los grandes clientes frente al pequeño.
- Penalizaciones por retrasos.
- Condiciones de diseño de operación.
- Plan de mantenimiento: revisiones periódicas, principales, etc.

Respecto a la forma de operar y la durabilidad de la turbina hemos de considerar que ésta es un aparato que está preparado para un funcionamiento en continuo y a un régimen estable. Las características de la termosolar hacen pensar que el mantenimiento de las turbinas va a ser un punto crítico. Aspectos tales como:

- Estrés térmico que pueden sufrir por las paradas o cambios continuos de carga pueden desembocar en vibraciones e incluso incidentes con los álabes.
- Acortamiento de los periodos esperados para los mantenimientos, es decir, mayor número de paradas y consecuentemente pérdida de beneficio.
- Aumento de los autoconsumos en el caso de parada como consecuencia de la operación del virador.
- Problemas de humedad en el cuerpo de baja presión de la turbina por las características del diseño del ciclo de vapor.

Estos puntos hacen pensar que la operación del almacenamiento térmico se hará fundamental para garantizar la estabilidad en la operación de la turbina. Adicionalmente, habría que regular algún tipo de almacenamiento en forma de aceite o vapor para los transitorios de muy corta duración (nubes, días no claros, etc.) pero de efecto inmediato.

4.1.5 Operación y Mantenimiento

Actualmente las experiencias en Operación y Mantenimiento (O&M) válidas las encontramos en las plantas de SGES de Estados Unidos. Estas plantas, 9 en total, se ejecutaron en el desierto de Monjave de California, y se pusieron en operación entre 1985 y 1991.

A grandes rasgos se puede extraer que los costes de O&M se han reducido casi hasta la mitad, se pasó de los 4 c\$/kWh en 1992 hasta los 2,5 c\$/kWh en 1998. Además de reducir los costes de O&M también se ha conseguido aumentar la rentabilidad (producción de las plantas) pasando de 350 GWh en 1992 a 450 GWh en 1998.

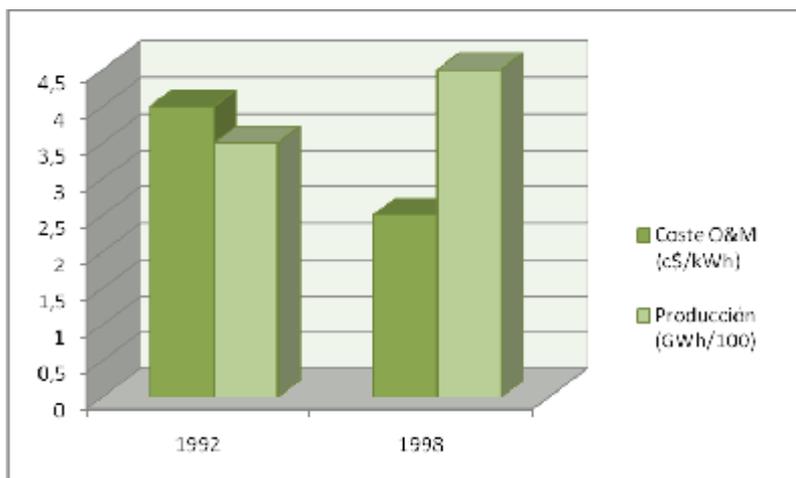


Gráfico 7: evolución costes O&M y producción en plantas SEGS

Este incremento en la rentabilidad de las plantas se ha producido principalmente con dos acciones fundamentales en el mantenimiento de un panta cilindro-parabólico:

- **Limpieza de Concentradores.** Esta limpieza se ha realizado de 3 formas que se han ido alternando con una frecuencia establecida:
 - Rutinaria: es la limpieza más utilizada, que consiste en la utilización de un camión con un sistema de agua.
 - Fuerte: se emplea un agua con una mayor presión que el caso anterior.
 - Contacto: se utilizan unos rodillos que funcionan de forma similar a un túnel de lavado de coches. Es el lavado de mayor eficacia pero también el de mayor coste y tiempo necesarios.
- **Mantenimiento de Tubos.** Este mantenimiento consiste en vigilar por el correcto estado del circuito del fluido térmico (HTF- Heat Transfer Fluid). En estos circuitos hay que verificar que no se producen pérdidas puntuales de fluido (picaduras de tuberías) y que no se quedan restos de aceite en los conductos que provocan aumentar las pérdidas de carga (presión) y que aumentan las pérdidas térmicas. Para ello cada cierto tiempo es recomendable realizar un drenado de las tuberías.

A este respecto, cabe destacar que el grupo alemán Voith Turbo ha desarrollado Vehículos Especiales para aplicación en Plantas de Energía Solar Termoelectrica. Concretamente ha desarrollado dos vehículos, uno para la limpieza de los colectores y otro para el drenaje de las tuberías de aceite. Estos dos vehículos son utilizados por el operador de la estación energética, Cobra, en la planta de Andasol I. No bastante, existen otros desarrollos como el de la empresa sevillana Albatros S.A.

4.1.6 Aprovisionamiento de Materiales

El aprovisionamiento de los elementos de una planta con tecnología cilindro-parabólica (CCP) es uno de los puntos críticos en el montaje de las mismas. Ahora mismo este punto representa

un coste elevado y se están buscando soluciones que puedan repercutir en una disminución de los costes de montaje y logística y con ello una reducción del LEC.

Ahora mismo, se está optando por transportar los elementos del campo solar hasta la planta y montarlos en la misma. Esto supone que el tiempo de montaje de los elementos es elevado, ya que hay que emplear herramientas y maquinaria adecuadas que dificultan el montaje (hay que considerar que el tamaño de los colectores es considerable).

En el transporte, debido a que los materiales vienen correctamente embalados, no se están produciendo roturas. A continuación mostramos los embalajes utilizados en el transporte de los espejos de los fabricantes más importantes: Rio glass y Flabeg.



Imagen 13: embalaje de Flabeg (cartones)



Imagen 14: embalaje de Rioglass (en marcos)

4.1.7 Aspectos Económicos

4.1.7.1 Coste Proyecto

Según el NREL (National Renewable Energy Laboratory), para una planta de 50 MW con un sistema de almacenamiento térmico de 3 horas los costes aproximados que tenemos son los siguientes:

	Coste (miles de \$)	Porcentaje
Terreno	534	0,32%
Estructuras y mejoras terreno	753	0,46%
Coletores	107.818	65,55%
Sistema almacenamiento térmico	19.938	12,12%
Sistema fluido de transporte calor	13.238	8,05%
Sistema de potencia	21.685	13,18%
Sistema de control	522	0,32%
Total coste directo	164.489	100,00%

Tabla 9. Costes de una Central CCP de 50 MW con 3 horas de almacenamiento.

Por lo que se puede observar el mayor coste de una planta es el sistema de colectores, en este apartado están incluidos los tubos absorbedores, los concentradores y la estructura de soporte. Otro de los costes importantes es el sistema de potencia, del que aproximadamente la mitad del coste de todo el sistema el coste de el equipo turbina + generador.

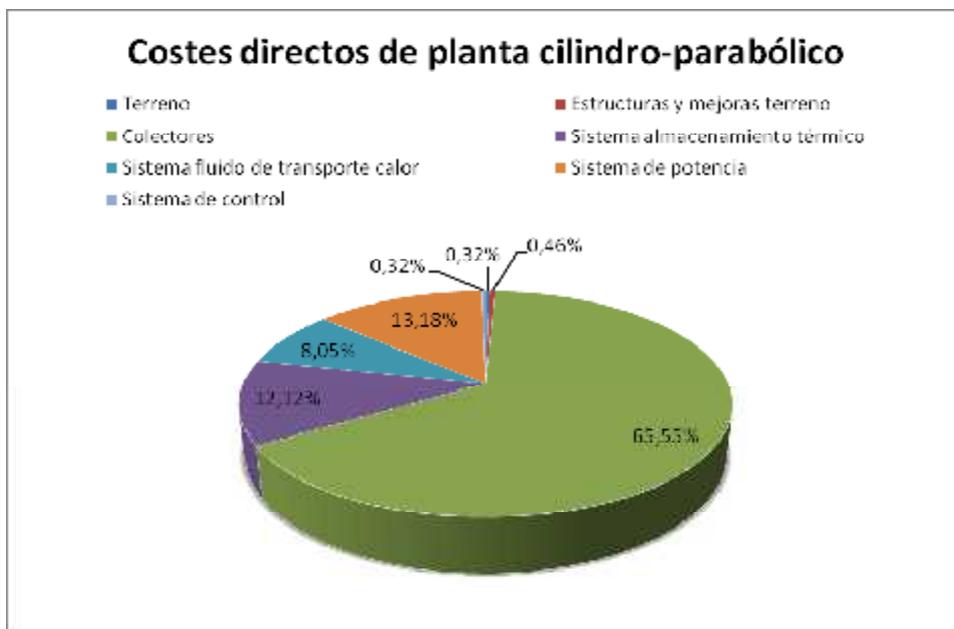


Gráfico 8: distribución de costes directos de una planta de cilindro-parabólico

El campo solar (65,55% del coste total) está representado por los siguientes costes:

Elemento	Porcentaje
Receptor	15%
Espejos	14%
Estructura metálica	28%
Sistema seguimiento	3%
Tuberías, válvulas y accesorios de unión entre lazos	1,5%
Sistema eléctrico y control	3%
Sistema de trasiego de aceite (filtros, tuberías, bombas, tanques)	10%
Cimientos	15%
Otra obra civil	8%
Fluido de transferencia de calor	2,5%
Total del campo solar	100%



Tabla 10. Porcentaje de costes del campo solar en tecnología CCP

PORCENTAJES DE COSTES DEL CAMPO SOLAR EN CCP

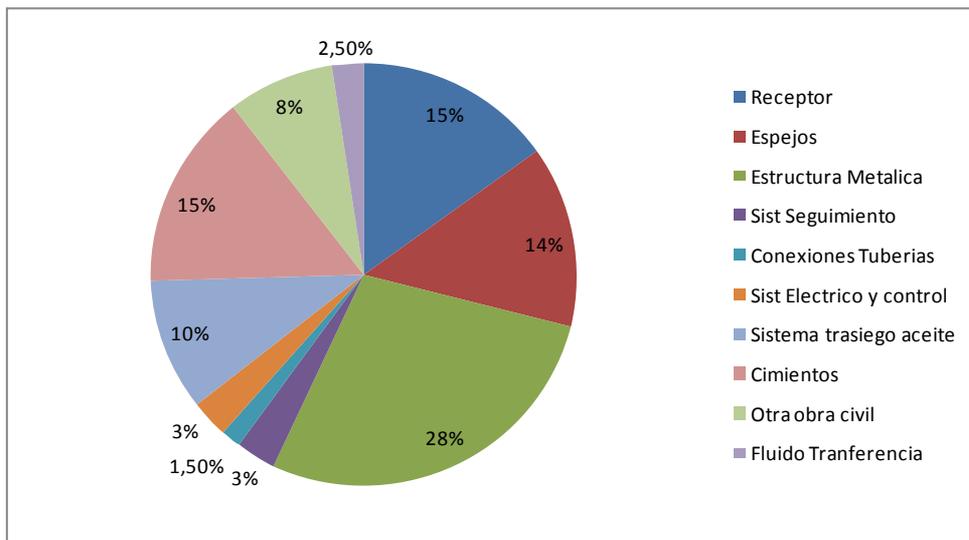


Gráfico 9: distribución de costes del campo solar en CCP

4.1.7.2 Principales Indicadores Económicos

Estos datos coinciden con los de otras fuentes variadas (Sargent & Lundy, ESTIR...) que proporcionan los siguientes costes para la tecnología cilindro-parabólica:

Coste de instalación	2.500-3.000 €/kW
	25-70 €/kW instalado
Coste de O&M	0,017 €/kWh
	0,020-0,035 €/kWh
Coste de energía producida	0,15-0,25 €/kWh

Tabla 11. Principales indicadores económicos de la tecnología CCP

No obstante existe cierta dispersión en los datos obtenidos y analizados y habrá que esperar un desarrollo más avanzado del mercado para tener datos fiables.

4.1.7.3 Coste de Electricidad (LEC)

Según los datos de NREL (National Renewable Energy Laboratory) el coste de electricidad (LEC, Levelized Energy Cost) de plantas termosolares de tecnología cilindro-parabólico con hibridación y almacenamiento térmico (3 horas de almacenamiento) es el siguiente:

Potencia planta (MWe)	LEC (\$/kWh)
88	0,169
165	0,153
220	0,147

Tabla 12. Estimación del LEC según potencia de la planta.

Interpolando (considerando una tasa de cambio 1-1) obtendríamos para una planta de 50 MW un coste de 0,1802 €/kWh, lo que coincidiría con los datos anteriores (entre 0,15-0,25).

A partir de otras fuentes también hemos obtenido un LEC para una planta de 50 MW con 3 horas de almacenamiento térmico de 0,171 €/kWh, lo que es un dato similar al anterior.

De acuerdo con la fórmula del cálculo del LEC y atendiendo al dato de 0,171 €/kWh, obtenemos los siguientes datos de coste de O&M y del coste de inversión:

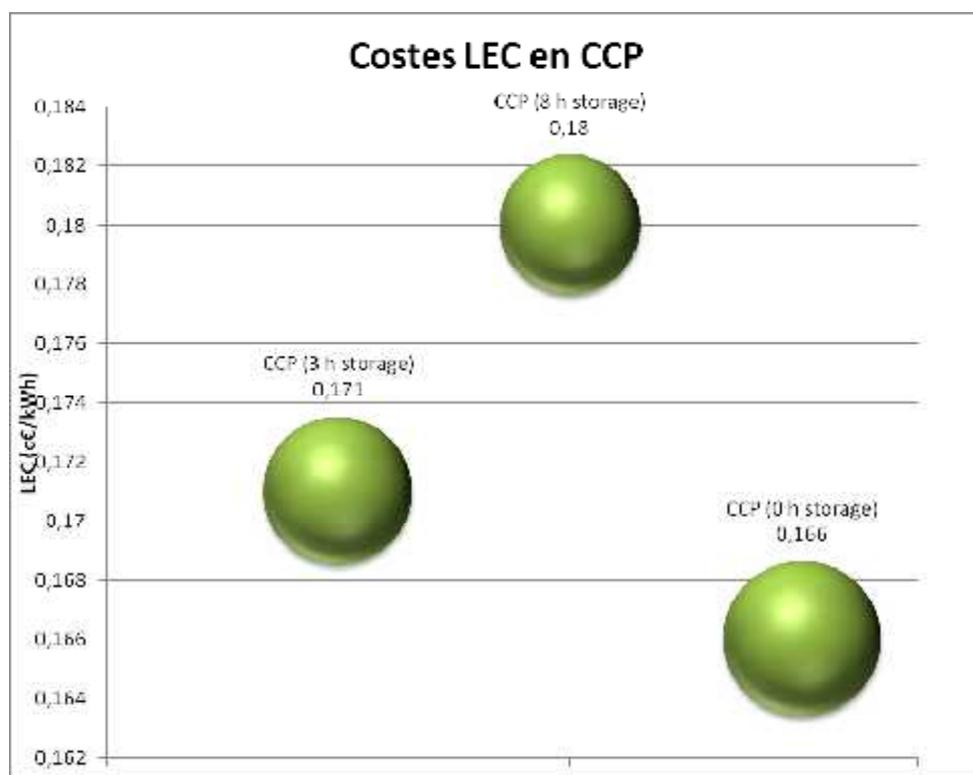


Gráfico 10: LEC para CCP

Con formato: Fuente: (Predeterminado) Times New Roman, 12 pto

LEC	LEC (€/kWh)
O&M	0,029
Inversión	0,136
Total	0,165

Tabla 13. Estimación de LEC para una planta CCP de 50 MW con 3 horas de almacenamiento



Gráfico 11: porcentaje de coste del LEC de CCP (fuente: Ecostar)

Con formato: Fuente: (Predeterminado) Times New Roman, 12 pto

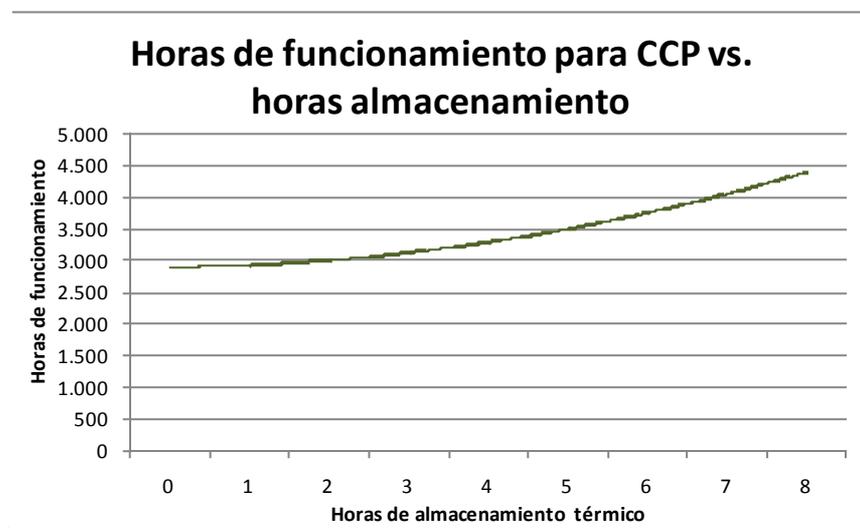
4.1.8 Otros aspectos técnicos

4.1.8.1 Horas de funcionamiento en función del almacenamiento térmico

De los datos de las plantas tipo anteriormente utilizadas para el cálculo del LEC, hemos obtenido las siguientes horas de funcionamiento de la planta. Para ello se ha supuesto que la planta trabaja a un 80% de la potencia máxima de forma constante. Los resultados obtenidos se expresan en la siguiente tabla y gráfica:

	Horas de almacenamiento térmico		
	0	3	8
Horas de funcionamiento	2.900	3.128	4.400

Tabla 14. Horas de funcionamiento equivalente según capacidad de almacenamiento térmico



Con formato: Fuente: (Predeterminado) Times New Roman, 12 pto, Sin subrayado, Color de fuente: Automático

Gráfico 12: horas de funcionamiento VS horas de almacenamiento

4.1.8.2 Influencia de la radiación

La radiación normal incidente sobre la superficie es un factor claramente determinante, como hemos visto anteriormente, de los costes de producción de electricidad (LEC) y de los parámetros de funcionamiento. La siguiente grafica muestra de manera aproximada la influencia de la DNI (radiación directa) en las horas equivalentes de funcionamiento, para una planta tipo sin sistema de almacenamiento de energía y para otra similar a la anterior pero con una sistema de almacenamiento de 8 horas.

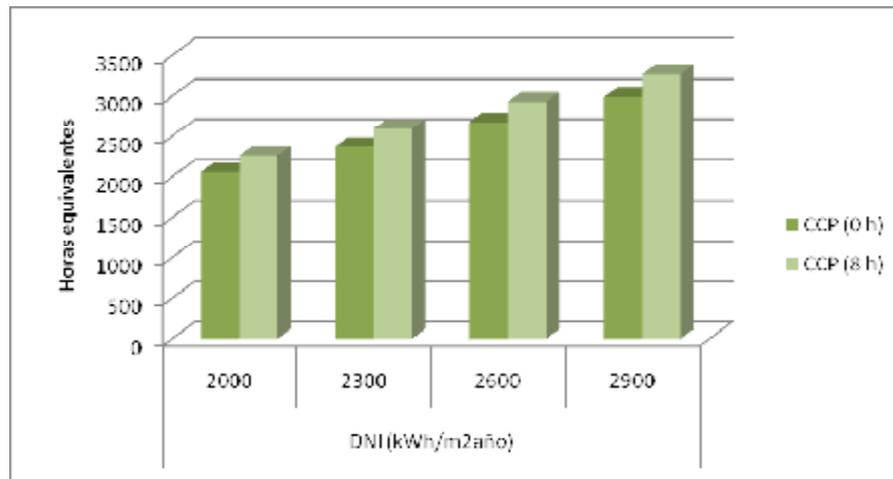


Gráfico 13: horas equivalentes en función de la radiación para CCP

Con formato: Fuente:
(Predeterminado) Times New Roman,
12 pto

4.1.9 Mejoras Técnicas para Reducir Costes

Debido al estado de conocimiento de la tecnología cilindro-parabólica, todavía existen unas grandes posibilidades de reducir costes si se realizasen mejoras técnicas sobre los principales elementos. Las líneas de investigación fundamentales en las que se puede mejorar significativamente los costes de producción de la electricidad son los siguientes:

- Estructuras de soporte de los colectores (concentrador + tubo absorbedor).
- Superficie reflectante de los espejos de los colectores: Mejora de la reflectividad y de la durabilidad.
- Sistema de almacenamiento térmico: nuevas formas de almacenamiento
- Reducción de las pérdidas de presión en las conducciones.
- Reducción de las pérdidas térmicas en receptor, red de tuberías, almacenamiento, etc.
- Disminución del consumo eléctrico parasitario: principalmente bombeo.
- Producción de espejos repelentes de la suciedad (polvo).
- Incrementar la temperatura de salida del campo solar

Si resumimos los avances en el sistema receptor y en el ciclo de potencia, obtenemos la siguiente tabla:

			Beneficios Técnicos Potenciales	Beneficios Económicos Potenciales
Innovaciones en el receptor	1	Mejora recubrimiento (subir temperatura)	Mejora de la eficiencia del receptor y su durabilidad	Reducción coste O&M; reducción coste de ensamblado e instalación; reducción coste de algunos componentes
	2	Eliminar fuelles		
	3	Aumentar temperatura de trabajo		
	4	Mejora juntas de tuberías		
	5	Aumentar presión		
	6	Reducir caída de presión y longitud de tuberías		
	7	Mejorar fluido de trabajo		
Innovaciones en el ciclo	1	Aumentar temperatura de vapor sobrecalentado	Mejora de eficiencia del sistema	Reducción del coste de instalación del sistema y del LEC
	2	Añadir etapas de recalentamiento		
	3	Usar turbina de ciclo de Rankine orgánico (para sistemas pequeños)		

Tabla 15. Mejoras técnicas para reducir costes.

4.1.9.1 Potencial de Ahorro de las Mejoras

A continuación se muestra la posibilidad de ahorro en los costes relativos del LEC para una planta de tecnología cilindro-parabólica y con un almacenamiento térmico de 3 horas a partir de la implantación de una serie de medidas todavía en fase de investigación. La mayoría de estas medidas están dirigidas a mejorar el concentrador y los costes de almacenamiento.

En el análisis de estos datos hay que evaluar que muchas de estas medidas tienen un riesgo tecnológico todavía considerable.

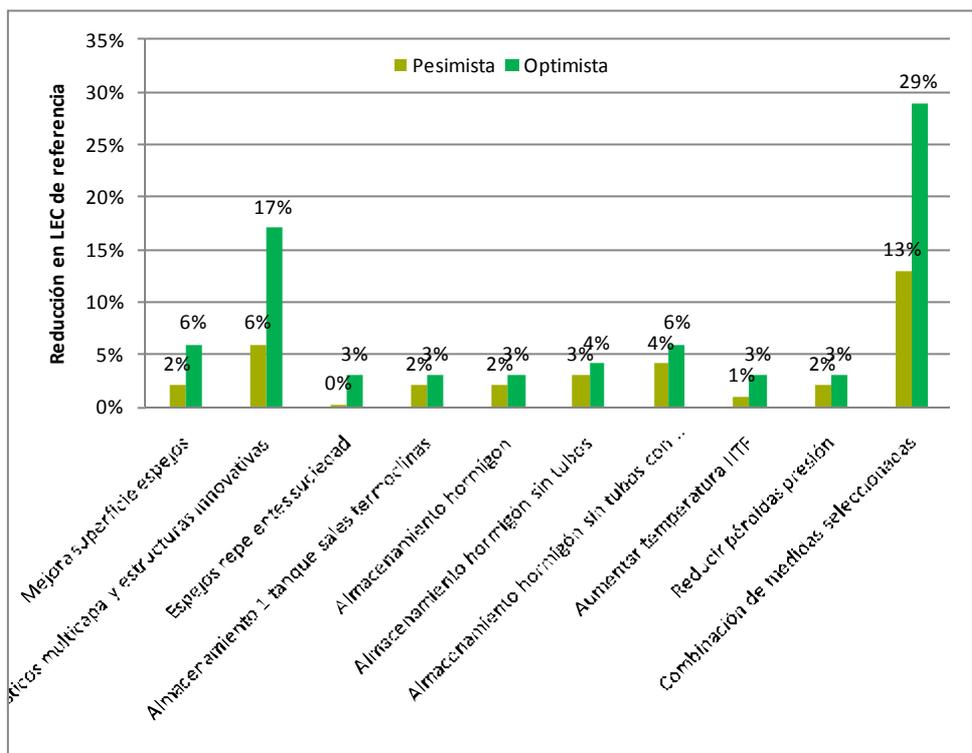


Gráfico 14: posibilidades de reducción del LEC debidas a la investigación (fuente: Ecostar)

4.1.9.2 Reducciones de costes Previstas

Según varios estudios para el 2020 se puede esperar una reducción relativa del coste por varios aspectos:

- Hasta un 14% por instalar plantas con potencias alta (de hasta 400 MW).
- Un 17% de la producción en masa, si se instalase unos 600 MW al año.
- Hasta un 30% por las innovaciones técnicas de los componentes.

Esto hace que para ese periodo de tiempo se pueda esperar una reducción total de entre un 55-65%.

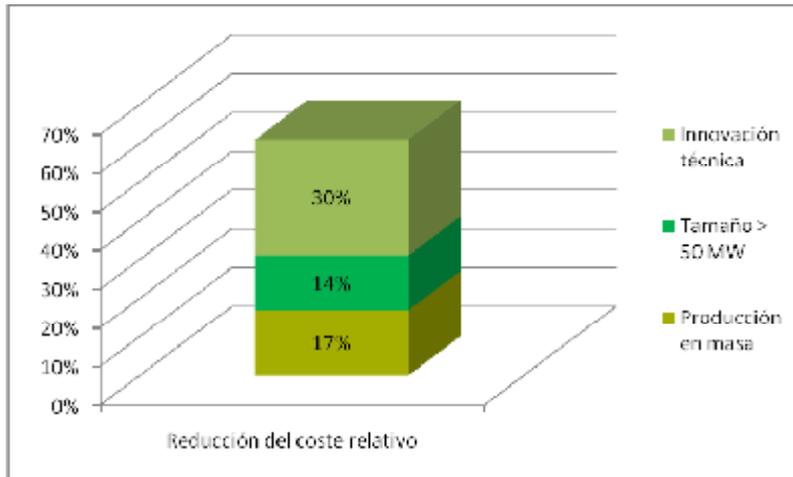


Gráfico 15: posibilidades de reducción para el 2020

Así para la tecnología cilindro-parabólica (CCP) estas reducciones podrían llevar a un LEC estimado de 6,7 c€/kWh para una región con un DNI (radiación directa normal) de 2.000 kWh/m²-año (como Sevilla) y de 5,0 c€/kWh para una zona de un DNI de 2.700 kWh/m²-año (como puede ser un desierto del Norte de África).

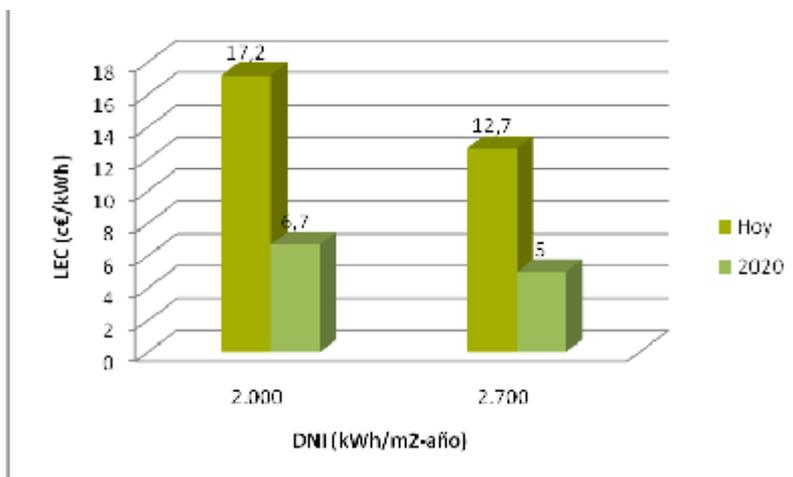


Gráfico 16: evolución de LEC esperada

4.1.9.3 Reducciones de costes por componentes

Se presenta una estimación de la evolución de los costes de inversión de los componentes más relevantes, bien por su alta relación con la tecnología o por su impacto en el coste de inversión total.

Estructuras metálicas

Como se puede observar en el gráfico 9 (apdo. 4.1.7.1), la estructura metálica de los canales parabólicos es el componente con mayor repercusión en el coste del sistema de captación de la energía solar. Existen dos causas principales que determinarán la reducción de costes esperada para este componente, la reducción en peso y la estandarización de los captadores.

Por un lado, se espera que las estructuras metálicas de los captadores experimenten una reducción de peso considerable que lleve a un ahorro de material entre un 5 y un % respecto al peso actual. Este ahorro de material se prevé que conduzca a importantes reducciones en el coste de producción de las estructuras. Según estas previsiones la reducción de coste a corto/medio plazo puede situarse en torno a un 12%, mientras que si se considera un plazo medio/largo puede llegar hasta el 25%.

Espejos

Los espejos se encuentran en segundo lugar de los componentes del sistema de captación de la energía solar con mayor repercusión en el coste. La experiencia existente en la fabricación de espejos a base de vidrio y plata es elevada, lo que hace que no sea predecible una gran reducción de costes en los espejos si se considera esta tecnología. Sin embargo, si puede esperarse una reducción sustancial de los precios de los espejos a la vista de las investigaciones que se están llevando a cabo actualmente para el desarrollo de espejos con nuevos materiales (básicamente aluminio y/o materiales poliméricos), aunque tienen ciertas barreras debido a la degradación de los mismos. Se pueden esperar reducciones de coste a corto/medio plazo (2015) entre el 8 y el 10%, creciendo hasta valores entre el 18 y el 22% a largo plazo. Estas reducciones de coste se refieren, además de al ahorro en los materiales, a la mejora de los procesos de fabricación.

Receptores (Tubos absorbedores)

La reducción de costes más significativa que pueden experimentar los tubos absorbedores está relacionada con el aumento de tamaño, tanto en diámetro como en longitud, de los mismos, aunque actualmente las dimensiones de los tubos están prácticamente estandarizadas. Esta reducción de tamaño de tubos absorbedores podría suponer alrededor de un 7% de reducción en el coste total de la central.

Sin embargo, además del aumento de tamaño, los tubos absorbedores tienen un potencial de reducción de coste debido a mejoras específicas en los mismos, como es el caso de la soldadura vidrio/metal. Este tipo de mejoras conllevarán una reducción del coste asociada a los adelantos en la tecnología de fabricación de los mismos.

Sistema de Almacenamiento

El sistema de almacenamiento térmico podría experimentar una significativa reducción de costes debido a la evolución desde un sistema de dos tanques hacia un sistema basado en un solo tanque. El concepto de almacenamiento en termoclina (un tanque) lleva asociado una

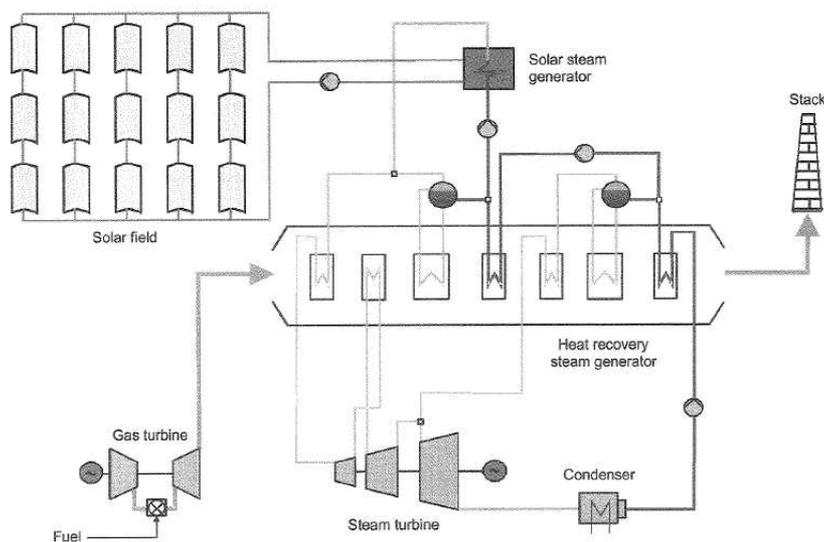
disminución drástica de las sales fundidas necesarias, con un impacto en el coste de las mismas de alrededor 20% según diversos estudios.

Bloque de Potencia

El sistema de generación eléctrica, está formado, principalmente, por componentes convencionales con mucha experiencia, por lo que no se pueden prever evoluciones tecnológicas significativas ni reducciones de costes asociadas relevantes.

4.1.10 Otras Aplicaciones CCP

Además del empleo de los colectores en plantas termosolares, se plantean otros usos como la integración en plantas convencionales de potencia o en procesos que precisen de energía térmica para su operación. Este uso aporta versatilidad a la tecnología a la vez que reduce costes operativos y mejora la eficiencia de procesos.



Source: Price et al. (2002)

Figura 7 Ejemplo de planta solar integrada en ciclo combinado

4.2 Tecnología de Receptor Central o de Torre

En el caso de la tecnología de torre, el sistema concentrador está formado por un conjunto de espejos móviles (heliostatos) que llevan la radiación hasta un absorbedor, normalmente colocado sobre una torre central, en donde se produce la transformación de la radiación incidente en energía térmica de un fluido de transporte.

Al funcionar de esta forma y concentrar la radiación solar en un único punto (teóricamente), pueden llegar a alcanzar un valor más elevado de concentración y, con ello, unas temperaturas superiores a las obtenidas en la tecnología cilíndrico-parabólico.

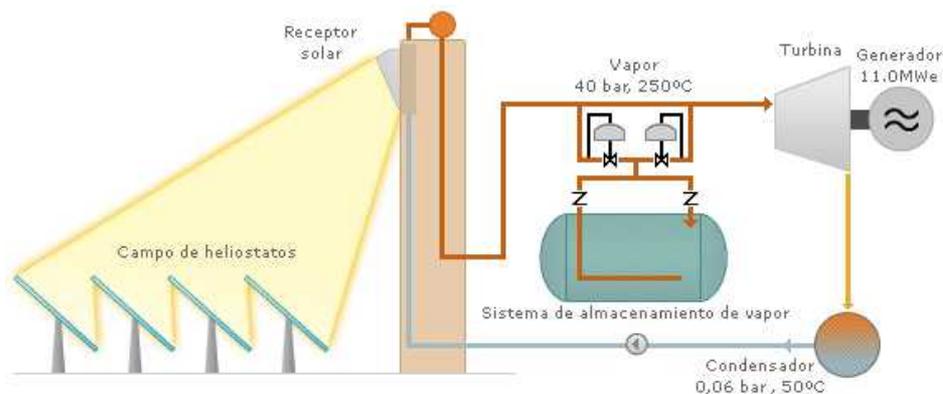


Figura 8: esquema de operación de la planta PS10-Abengoa

Los elementos principales de un sistema de receptor central (SRC) son los siguientes:

- El sistema colector o campo de heliostatos, formado por heliostatos
- La torre
- El receptor
- El sistema de control

De esta tecnología, hay que puntualizar, que a diferencia de los sistemas de tecnología cilindro-parabólica, la tecnología de receptor central presenta una gran variedad de opciones tecnológicas. En España, en principio, sólo se contemplan 3 instalaciones comerciales hasta 2013:

- Las centrales PS10 y PS20, ya en funcionamiento, basadas en campos de heliostatos de 120 m² de superficie reflectante desplegados al norte de la torre y en un receptor tubular de vapor saturado, con pequeña capacidad de almacenamiento en tanques de agua presurizada,
- La central Gemasolar, con un campo circular de heliostatos, desplegados alrededor de la torre, receptor tubular de sales fundidas y sistema de almacenamiento, también en sales fundidas, de gran capacidad.

Además, existen otras variantes, con diferente grado de desarrollo, basadas en distintos tipos de receptores (volumétricos o tubulares de aire, vapor sobrecalentado) y distintos conceptos (plantas modulares de pequeño

tamaño, con helióstatos también de pequeño tamaño; sistemas multitorre, concentración secundaria, etc.) que proporcionan un panorama a la vez prometedor e incierto.

4.2.1 Resumen Ejecutivo

Las plantas termosolares con tecnología de torre presentan las siguientes características más importantes:

- Mercado menos desarrollado que CCP.
- Mayor dificultad de almacenamiento a no ser que se empleen sales como fluido de trabajo (u otro fluido que lo permita).
- Mismas exigencias para los espejos que el resto de tecnologías: limpieza, mantenimiento.
- Adaptación al terreno.
- Aconsejable para plantas de tamaño 10-20 MW.
- Problemas de humedad en la turbina.
- Empleo de espejos planos.

Podríamos decir que la tecnología de torre es muy versátil para instalaciones medianas pero no válidas para grandes y pequeñas potencias ni hibridación con una planta fósil de potencia.

4.2.2 Elementos Principales

4.2.2.1 Helióstatos

El helióstato es, junto con el receptor, el componente más característico de una central termosolar de torre y puede llegar a representar un 50% del coste total de la planta. Está compuesto básicamente por una superficie reflectante, una estructura soporte, mecanismos de movimiento y un sistema de control.



Imagen 15: helióstato de vidrio-metal de 90 m² de superficie-reflexiva

Las superficies reflectantes más empleadas hoy en día son espejos de vidrio, de características ópticas similares a los descritos en los cilindro-parabólico. Se han planteado otras alternativas, pero tienen el problema de la durabilidad, por lo que se han descartado.

La superficie reflexiva por heliostato ha ido evolucionando hacia tamaños cada vez mayores, partiendo de unos 40 – 50 m² para los heliostatos de las primeras plantas (MMC, CASA, MBB...) hasta llegar a los 150 m² de algunos desarrollos recientes (ASM 150, ATS).

La distribución de los mismos se realiza en un campo Norte, acorde con la latitud en la que nos encontramos, como sucede en las plantas de Abengoa PS10 y PS20. Aunque también se puede plantear un campo de heliostatos central como se ha proyectado en la planta de Gema Solar de Sener.

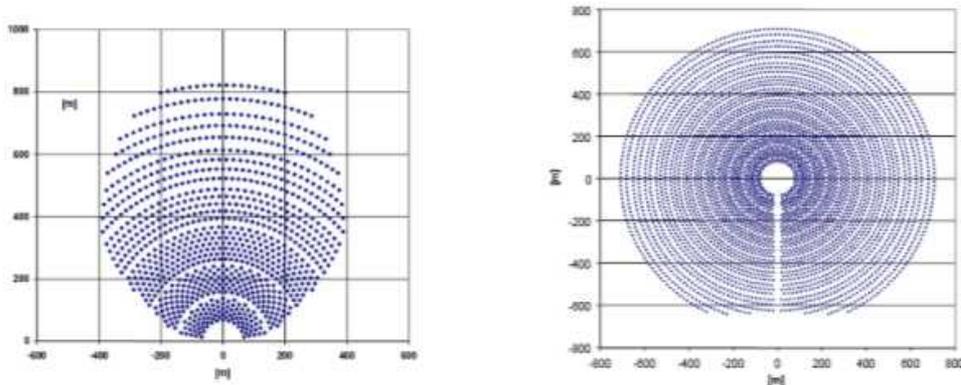


Figura 9: Despliegues típicos de un campo de heliostatos alrededor del receptor (situado en el origen de coordenadas): a la izquierda, campo Norte; a la derecha, campo circundante.

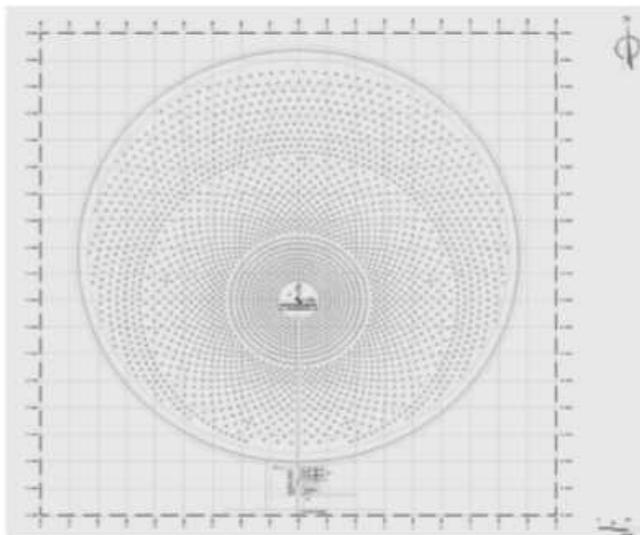


Figura 10: vista en planta de Gema Solar (fuente: Torresol Energy)

Cantidad Necesaria

En la siguiente tabla mostramos la información extraída de los proyectos más representativos en España de receptor central:

Planta	PS10	PS20	Gemma Solar
Superficie ocupada (ha)	60	115	142
Potencia nominal (MW)	11	20	17
número helióstatos	624	1.255	2.500
superficie de helióstato (m ²)	120	120	115
Área total espejos (m ²)	75.000	151.400	287.500
Producción total esperada (MWh/año)	23.300	46.000	110.000
Producción solar esperada (MWh/año)	19.915	39.316	96.900
Ratio producción TOTAL por superficie espejos (kWh/m ² .año)	311	304	383
Ratio producción SOLAR por superficie espejos (kWh/m ² .año)	266	260	682
Almacenamiento (horas)	0,5	--	15

Tabla 16. Características de los proyectos más representativos en España de receptor central

En esta tabla hay que destacar lo siguiente:

- La diferencia entre la producción total y la producción solar reside en el aporte de combustible (gas natural) proyectado.
- La gran diferencia en la producción de la planta Gema Solar reside en las horas previstas de almacenamiento, que le proporciona a la planta más horas de funcionamiento.
- No obstante hay que destacar que los datos no son totalmente objetivos ya que han sido proporcionados por los promotores de la planta, por lo que pueden ser un poco optimistas.

Fabricación

Actualmente en España sólo hay 2 proyectos comerciales ejecutados de torre, la PS10 y la PS20. Aunque hay un tercer proyecto que ya ha empezado su ejecución, la planta Gema Solar de Sener. Esta situación hace que no haya en el mercado fabricantes específicos de helióstatos.

Los helióstatos de las plantas de Abengoa han sido fabricados por las empresas propiedad del mismo grupo:

- EUCOMSA: fabricación de estructuras metálicas para colectores y helióstatos
- CAPTACIÓN SOLAR: para la fabricación de los helióstatos y colectores cilindro-parabólicos instalados en sus plantas termosolares.

El modelo de helióstato desarrollado para las plantas PS10 y PS20 se denomina Helióstato Sanlúcar 120.

Una de las ventajas en la fabricación de estos espejos es que al ser planos no requieren un factor tecnológico en la realización de los mismos, por lo que pueden ser encargados a empresas locales de la zona del proyecto en cuestión. Este aspecto es bastante importante, ya que facilita la logística y repercute en los costes económicos del proyecto.

Limpieza

Al igual que en los colectores cilindro-parabólico, la limpieza de los helióstatos es muy necesaria. La limpieza de estos helióstatos presenta la facilidad de que la estructura a limpiar es totalmente plana, pero la dificultad de que la altura de los mismos es bastante considerada, por lo que se tiene que realizar con un equipo (camión) adaptado para tal fin.

La operativa que se está llevando actualmente en las plantas en operación es una limpieza en continuo y por contacto de los helióstatos alcanzándose un ciclo de aproximadamente 10 días para la limpieza completa de la instalación. Este último hecho no hace más que resaltar nuevamente la importancia de mantener los espejos en las mejores condiciones posibles.

Mantenimiento

A parte de la mencionada limpieza, no hay que realizar ninguna otra acción de mantenimiento sobre la superficie reflectora.

Esto no es así con el equipo de seguimiento, ya que se tiene que realizar un mantenimiento preventivo y correctivo para asegurar el buen funcionamiento de los helióstatos:

- Mantenimiento de finales de carrera.
- Mantenimiento de coronas y componentes sometidos a fatiga por la acción del viento.
- Otros.

Tecnología/Seguimiento

La tecnología del helióstato no es en sí compleja, pero lo que sí exige unos componentes tecnológicamente avanzados con un grado de control sofisticado es el sistema de movimiento de los mismos.

Como ejemplo, pongamos la PS10 (más favorable que la PS20), uno de sus helióstatos más lejanos puede estar a una distancia de 120 m y el mismo tiene que enfocar su radiación sobre el receptor, que tiene una cavidad de 11x11 m². Esto hace que en el movimiento de seguimiento solar no se pueda desviar más de 2,62° ($\text{tg}\beta=5,5/120$), lo que hace que el movimiento de seguimiento tenga que ser extremadamente sensible. Este caso se vería mucho más agravado si lo hiciésemos para la PS20, que puede tener helióstatos a 940 metros de la torre.

También hay que considerar que, para casos en que haya que desenfocar los espejos, es una acción bastante compleja, ya que si pasasen todos a la vez por la misma zona de la estructura, la misma puede alcanzar temperaturas muy elevadas con daños estructurales considerables en la torre. Esta situación se puede dar por varias razones:

- Cuando no exista suministro eléctrico en las bombas de los circuitos, de forma que no llegue vapor al receptor, por lo que hay que desenfocar los helióstatos para no “derretir” los tubos.

- Porque la potencia térmica sea excesiva para la demanda del ciclo de potencia junto con la alimentación.
- Periodos transitorios de nubes que requieren un calentamiento progresivo.
- Funcionamiento en isla.
- Otras razones de funcionamiento

Ahora mismo el desenfoque se realiza por partes, pero en un espacio de tiempo muy breve.

Todas estas razones hacen que el seguimiento sea uno de los puntos críticos y más complejos en una planta de torre central.

Líneas de Investigación

Actualmente se está trabajando en las siguientes líneas de investigación:

- Tamaño de los helióstatos: además de las características ópticas de los espejos, también influye en el coste el tamaño de los mismos. Esto se puede mejorar en los helióstatos usados en las tecnologías de receptor central (o de torre). Hasta el momento el tamaño de los mismos no supera los 150 m². Se está desarrollando unos prototipos de:
 - Mega-helióstato: Una de las posibles mejoras es aumentar el tamaño de los mismos hasta llegar a los 200 m² de superficie reflectante, esto implicaría una reducción de costes del 30% en unos 5 años para tener un pleno desarrollo y una aplicación comercial operativa.
 - Hexa-helióstato: Otra mejora a la versión de helióstato anterior es combinar el gran tamaño del mega-helióstato con una mejora en el sistema de seguimiento. Esta mejora podría llevar a una reducción en el coste de entre 30-60%. Se requieren unos 5 a 10 años de mejoras para poder obtener un desarrollo completo y una implementación comercial, ya que depende del desarrollo de componentes específicos. Estos componentes están basados en actuadores hidráulicos y un sistema de seguimiento nuevo con una elevada precisión.
- Helióstatos autónomos: Son helióstatos que consiguen moverse de forma autónoma, se está probando con módulos fotovoltaicos para suministrarle la energía eléctrica, por lo que funcionan sin cableado entre ellos ni los componentes derivados. Las ventajas de estos helióstatos frente a los convencionales son:
 - Disminución del coste de la infraestructura por la eliminación del cableado.
 - Inmunidad a daños debido a ataque de roedores o por caída de rayos.
 - Al disponer de suministro independiente no se depende de la red eléctrica.
 - Aumento del tamaño del campo solar con facilidad.
 - Los límites de operación debido al viento pueden ser establecidos para cada helióstato.

Se espera que el desarrollo de estos helióstatos pueda suceder en unos 5 años y que el potencial en la reducción del coste esté en torno al 30-60%, todo esto con un nivel bajo-medio de riesgo e incertidumbre tecnológica. Se está desarrollando un prototipo en la PSA (Plataforma Solar de Almería). Esta reducción de costes se consigue a base de reducir el control sobre los mismos. De todas formas, este sistema está a la expectativa de probar sus resultados a nivel comercial en grandes plantas.

4.2.2.2 Torre

La función de la torre es la de servir de soporte al receptor, que debe situarse a una cierta altura sobre el nivel del campo de helióstatos para principalmente reducir las sombras y bloqueos sobre éstos. Hoy en día, las torres construidas hasta el momento son de estructuras metálicas o de hormigón.

En la siguiente tabla se muestran las alturas de las torres de proyectos conocidos:

	PS10	PS20	Gemma Solar
Altura de torre (m)	115	160	130

Tabla 17. Altura de torre en principales proyectos de Plantas de Receptor Central en España



Imagen 16: torre de PS10 (fuente: Abengoa)

Del diseño realizado en la torre PS10 cabe destacar que:

- La torre está hueca en el centro para disminuir el peso de la misma y la resistencia al viento. Se ha estilizado la forma de la misma.
- Está diseñada para minimizar el impacto visual de la misma (18 m lado frontal x 8 m de ancho).

4.2.2.3 El Receptor

Es donde se produce la transformación de la radiación solar concentrada en energía térmica.

Los receptores de las plantas PS10 y PS20 son de cavidad, realizados en el interior de la estructura, semicilíndrico y utilizan como fluido de trabajo el vapor de agua. Mientras que el receptor de la planta Gema Solar es de cavidad, cilíndrico y con sales como fluido de trabajo.

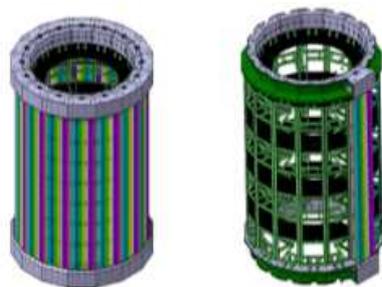


Figura 11: imágenes receptor solar de Gema Solar (fuente: Torresol)

Como principal característica, podríamos decir, que es necesario el desarrollo de un receptor que garantice su operación durante 25 años. Hemos de considerar las altas temperaturas que se alcanzan en el interior y por lo tanto la degradación de la superficie reflectante y de los materiales empleados. Un diseño fiable con un plan de mantenimiento óptimo puede mejorar sustancialmente el beneficio de este tipo de instalaciones.

4.2.2.4 Fluido de Transferencia de Calor

Los fluidos HTF (Heat Transfer Fluid) utilizados son 2 principalmente:

- Vapor de agua: empleado en la PS10 y PS20. En el ciclo de vapor se trata de vapor saturado a 250 °C y 40 bar. Se favorece el rendimiento global ya que se elimina el intercambiador de calor de otras tecnologías, pero se perjudica el almacenamiento (el almacenamiento de vapor no está tecnológicamente muy avanzado). También se perjudica el mantenimiento de la planta de potencia, ya que la turbina trabaja con vapor con un alto grado de humedad.
- Sales térmicas: Empleado en la Planta Gemasolar. Las sales alcanzan una temperatura de hasta 565 °C. Estas sales se utilizan para producir vapor o para almacenarse directamente en los tanques de almacenamiento.

Líneas de Investigación

Abengoa está realizando una planta experimental de torre de alta temperatura, en la que se prevé obtener vapor sobrecalentado a 540 °C y 100 bar. Este vapor de mayor contenido entálpico proporcionaría un mayor rendimiento y unos componentes de menor coste en el ciclo de potencia.

4.2.3 Almacenamiento

Al igual que los sistemas cilindro-parabólico, los sistemas de receptor central (SRC) también están diseñados para trabajar con almacenamiento térmico. Actualmente, en España, hay 2 modelos distintos en función del fluido de transferencia de calor.

4.2.3.1 PS10 y PS20

En estas plantas se produce el almacenamiento en tanques del vapor de agua calentado en el receptor. Este vapor es almacenado en varios tanques que en la PS10 suponen un almacenamiento de hasta 600 m³.

El almacenamiento no se produce en todas las circunstancias, sino cuando la potencia térmica excede de la necesaria en el ciclo de potencia o cuando no hace falta por otras circunstancias. Este vapor almacenado, en la PS10 equivale a 50 minutos de funcionamiento a mitad de carga.

El sistema de almacenamiento de la PS20 es similar, se almacena el vapor suficiente para operar la turbina durante 60 minutos al 50% de la carga.

Este almacenamiento todavía tiene pendiente un gran avance técnico que permita disponer de más tiempo de operación de la planta. Hemos de considerar que los tanques de almacenamiento requieren de unos aislamientos muy importantes para evitar las pérdidas. Esto hace que el coste sea elevado y la capacidad limitada.

4.2.3.2 Gema Solar

En la planta de Gema Solar (Sener) el almacenamiento es de sales, que es el fluido de transferencia de calor que pasa por el receptor de la torre. Este almacenamiento es del mismo tipo que el almacenamiento de las plantas cilindro-parabólico (Andasol), con la diferencia de que se evita un intercambio (el de aceite-sales de Andasol). Con ello se aumenta el rendimiento global de la planta.

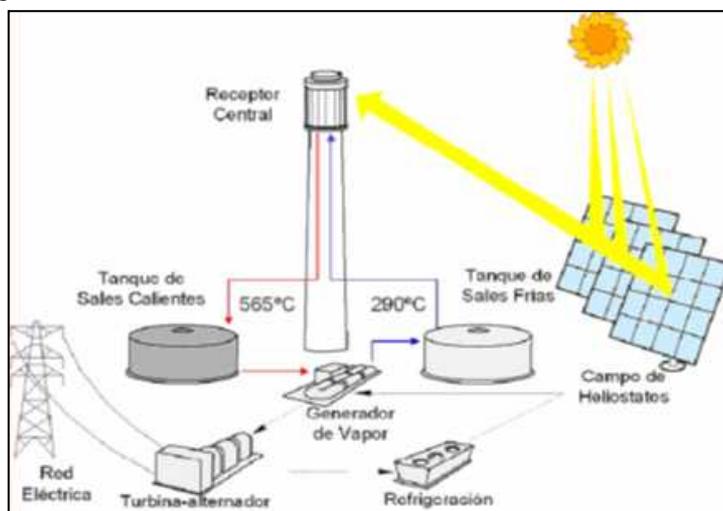


Figura 12: esquema de trabajo de planta Gema Solar

Hay que destacar también que todas las sales calentadas en el receptor son almacenadas en el sistema de almacenamiento. Y, desde este sistema, se dirigen a un sistema de intercambiadores para producir el vapor el ciclo de potencia. De esta forma la turbina puede funcionar todo el tiempo que el operador estime oportuno mientras los tanques de almacenamiento tengan energía térmica suficiente.

4.2.4 Turbina de Vapor

La turbina de vapor será comentada más adelante en la parte común de las plantas termosolares, pero con relación a las plantas PS10 y PS20 hay que hacer un pequeño inciso.

La baja temperatura del ciclo de vapor, 250 °C y 40 bar, hace que el vapor a la salida de la turbina tenga un título de vapor bajo, es decir, que tenga mucha humedad el vapor. Este hecho penaliza la durabilidad de la turbina, que ya está bastante penalizado por las continuas paradas y arranques que se producen en la operación normal de una planta termosolar (las turbinas de vapor no suelen estar diseñadas para paradas continuas).

Por ello será interesante comprobar en un futuro próximo el estado de dichas turbinas y poder conocer las acciones de mantenimiento que han requerido dichas turbinas para poder valorar más precisamente la viabilidad técnica y económica de estas instalaciones.

La turbina de la planta Gema Solar, supuestamente, no tiene este problema, ya que las horas disponibles de almacenamiento (15 horas) aportan la posibilidad de operar en un régimen de funcionamiento más o menos constante.

4.2.5 Aspectos Económicos

4.2.5.1 Coste de Proyecto con Sales como HTF

A continuación vamos a mostrar los costes estimados de una planta termosolar de 50 MW de potencia nominal que trabaja con fluido de trabajo (HTF) las sales y que tiene un almacenamiento térmico de 6 horas de funcionamiento.

	Coste (€)	Porcentaje del coste directo
	105.950.900	
Campo solar	€	43,52%
Bloque potencia	66.500.000 €	27,32%
Almacenamiento	6.081.572 €	2,50%
Coste terreno	3.665.280 €	1,51%
Torre	7.755.879 €	3,19%
Receptor	42.693.453 €	17,54%
Fluido de trabajo (Sales fundidas)	7.600.000 €	3,12%
Caldera de Gas Natural	3.180.000 €	1,31%
Costes indirectos	40.019.819 €	
Total coste directo	243.427.084 €	
	283.446.903	
Total costes	€	
Coste O&M anual	6.018.874 €	
LEC	0,1545 €/kWh _{el}	

Tabla 18. Estimación de costes de una planta de 50 MW con sales como HTF y 6 horas de almacenamiento

Porcentaje de Coste Directo

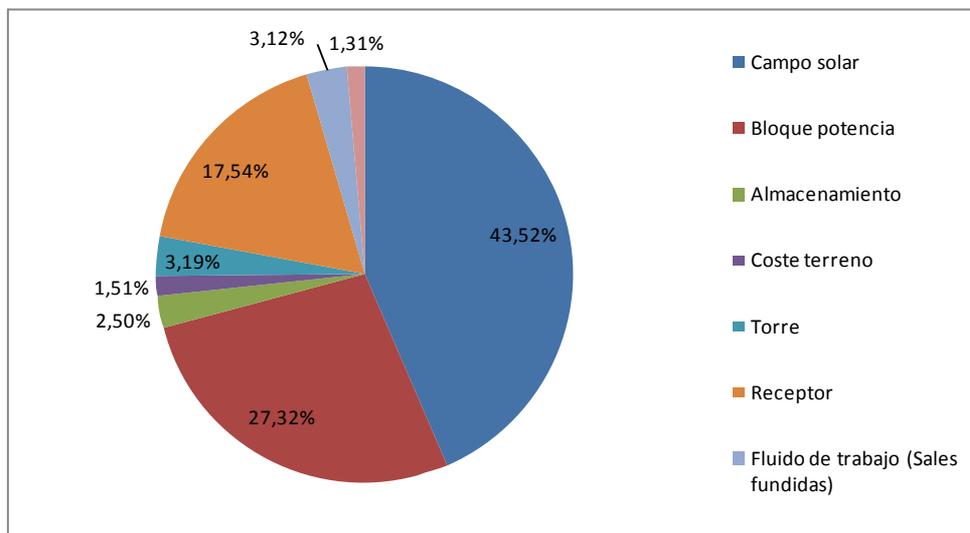


Gráfico 17: costes directos de una planta de receptor central con sales

Para una planta de las mismas características pero con una potencia nominal de 17 MW obtenemos un LEC estimado de 0,1825 €/kWhel, por lo que se evidencia la disminución en el LEC con el escalado de la planta.

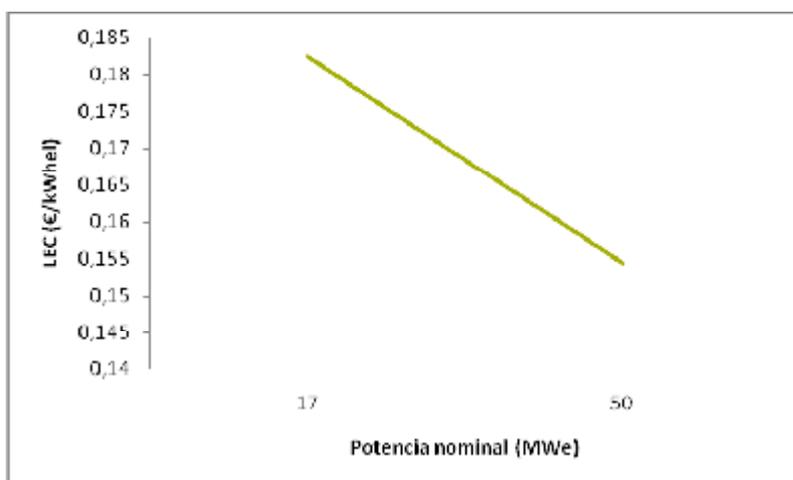


Gráfico 18: evolución del LEC con la potencia nominal (torre con sales)

A continuación vamos a desglosar el LEC estimado para una planta de 50 MW con 6 horas de almacenamiento:

LEC	LEC (€/kWh _e)
O&M	0,0330
Inversión	0,1215
Total	0,1545

Tabla 19. Estimación del LEC para una planta de 50 MW con sales como HTF y 6 h de almacenamiento térmico

4.2.5.2 Coste de Proyecto con Vapor Saturado como HTF

Ahora estimamos los costes de una planta termosolar con tecnología de receptor central y con vapor saturado como fluido de trabajo, que es calentado en el receptor de la torre. Es similar a la PS10 de Abengoa y tiene un almacenamiento térmico, del propio vapor de agua, equivalente a 24 minutos de funcionamiento a potencia nominal, la diferencia principal es que la planta de este caso tiene una potencia nominal de 50 MWe.

	Coste (€)	Porcentaje del coste directo
Campo solar	74.361.472 €	41,23%
Bloque potencia	48.613.714 €	26,96%
Receptor	38.143.271 €	21,15%
Torre	8.934.538 €	4,95%
Almacenamiento	6.574.882 €	3,65%
Coste terreno	3.720.259 €	2,06%
Costes indirectos	30.659.183 €	
Total coste directo	180.348.136 €	
Total costes	211.007.319 €	
Coste O&M anual	4.977.789 €	
LEC	0,1681 €/kWh_e	

Tabla 20. Estimación de costes de una planta de 50 MW con vapor saturado como fluido de trabajo y 24 minutos de almacenamiento térmico.

Si representamos gráficamente el porcentaje que representa cada componente del total de la inversión en equipamiento, obtenemos la siguiente gráfica:

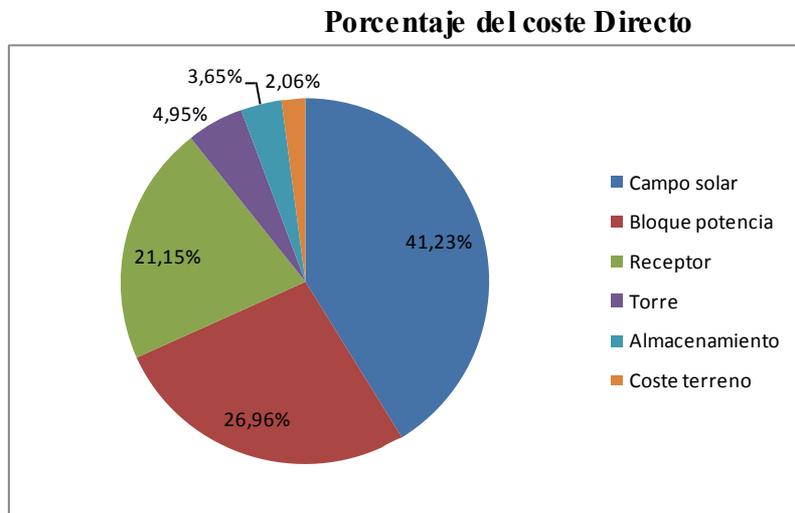


Gráfico 19: costes directos de una planta de receptor central con vapor saturado

Para una planta de las mismas características, pero con una potencia nominal de 11 MW obtenemos un LEC de 0,2272 €/kWhel, por lo que, otra vez, se evidencia la disminución del LEC con el escalado.

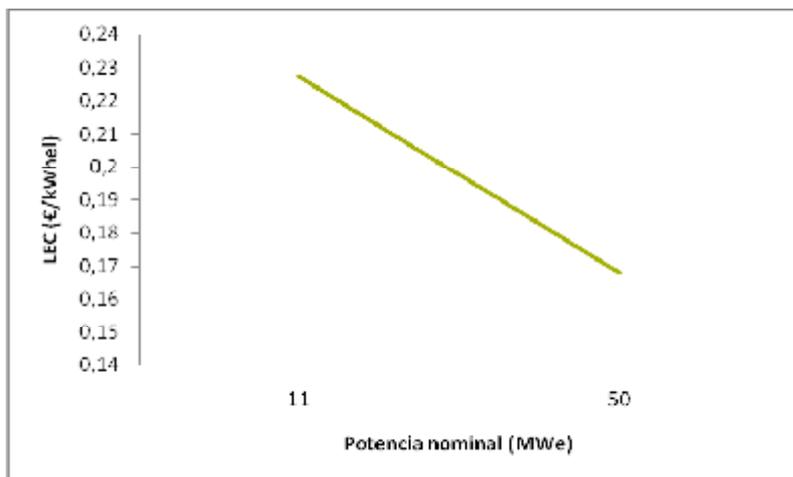


Gráfico 20: evolución del LEC con la potencia nominal (torre con vapor)

A continuación vamos a desglosar la estimación del LEC para una planta de 50 MW:

LEC	LEC (€/kWh _e)
O&M	0,0391
Inversión	0,1290
Total	0,1681

Tabla 21. Estimación del LEC para planta de 50 MW con vapor saturado como fluido de trabajo

4.2.5.3 Coste desglosado del campo solar

El campo solar de la tecnología de torre es de similares características tanto para usar tanto para torre con vapor o para torre con sales. En la siguiente tabla se indica el porcentaje del coste del campo solar que representa cada elemento:

Elemento	Porcentaje
Espejos	6%
Estructuras metálicas	43%
Seguidores solares	29,00%
Movimientos de tierras	5,00%
Cimentación	4,00%
Montaje	10,00%
Nave de Montaje	3,00%
Total del campo solar	100,00%

Tabla 22. Estimación de coste desglosado del campo solar para planta de receptor central

Coste desglosado del campo solar

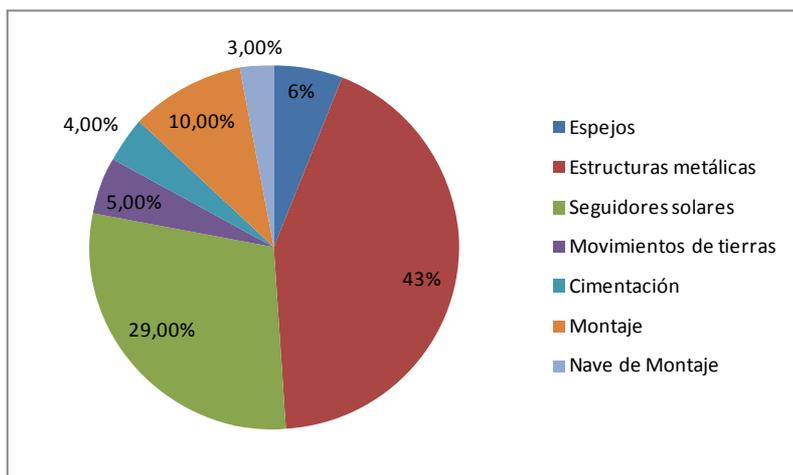


Gráfico 21: porcentaje del campo solar en tecnología de torre

4.2.5.4 Indicadores Económicos Generales

La escasez de proyectos existentes en España con esta tecnología y el secretismo industrial hacen difícil encontrar datos fiables de los costes de los proyectos actuales. Por ello, en la siguiente tabla se resumen algunos de los indicadores más destacados de esta tecnología, de acuerdo con los informes más recientes. Entre ellos destacan los de Sargent & Lundy, ESTIR, Arthur D. Little y Enermodal.

Coste de instalación	2500 – 4000 €/kW
Coste de O&M	25-40 €/kW instalado 0.020 – 0.03 €/kWh
Coste de energía producida (LEC)	0.20 a 0.25 €/kWh

Tabla 23. Estimación del LEC para plantas de receptor central.

4.2.6 Mejoras Técnicas para Reducir Costes

La tecnología de torre central (o de receptor central) todavía presenta una serie de incertidumbres técnicas pendientes de resolverse (almacenamiento, fluidos de trabajo, condiciones de presión, etc.). Es por ello que se está trabajando en el I+D de estos proyectos, principalmente desde la PSA y por las empresas españolas Abengoa y Sener.

Existen unas líneas de investigación fundamentales que podrían suponer una reducción de costes significativos referentes a la producción de la electricidad. Estas líneas son:

- Ampliar la superficie de los heliostatos.
- La reducción de costes de los componentes, especialmente de los heliostatos.
- La optimización de los sistemas de control y gestión del campo de los heliostatos.
- El aprovechamiento de esta tecnología de alta concentración para la obtención de altas temperaturas.
- Mejora del almacenamiento.
- Aumentar la temperatura del fluido HTF.
- Aumentar la eficiencia de los receptores.
- Mejorar las condiciones de vapor (llegar a vapor sobrecalentado).

Además, en función de si se trabaja con sales o con vapor, tenemos las siguientes innovaciones en las que se está trabajando hoy en día:

4.2.6.1 Innovaciones en Tecnología de Torre con Sales:

Es muy importante la homogeneidad del fluido de transferencia de calor para mejorar la eficiencia del sistema. También es necesario un aumento de la temperatura de trabajo. Las posibles innovaciones se muestran a continuación:

			Beneficios Técnicos Potenciales	Beneficios Económicos Potenciales
Innovaciones en el receptor	1	Maximizar temperatura del fluido de trabajo	Mejora de la eficiencia del receptor y su durabilidad	Reducción coste O&M; reducción coste de ensamblado e instalación; reducción coste de algunos componentes
	2	Aumentar homogeneidad de insolación solar		
	3	Mejorar homogeneidad del flujo del fluido		
	4	Manejo de los puntos calientes		
	5	Gestión de la absorción de inestabilidades		
	6	Gestión del flujo del fluido de trabajo		
Innovaciones en el ciclo	1	Aumentar temperatura de trabajo	Mejora de eficiencia del	Reducción del coste de
	2	Usar ciclo de vapor sobrecalentado		

	3	Añadir etapas de recalentamiento	sistema	instalación del sistema y del LEC
	4	Evitar congelación del fluido de trabajo		

Tabla 24. Innovaciones para tecnología de torre con sales como HTF

Potencial de Ahorro de las Mejoras

Si representamos gráficamente la reducción esperada en el LEC (coste de generación de la electricidad) con las medidas de innovación, obtenemos la siguiente gráfica:

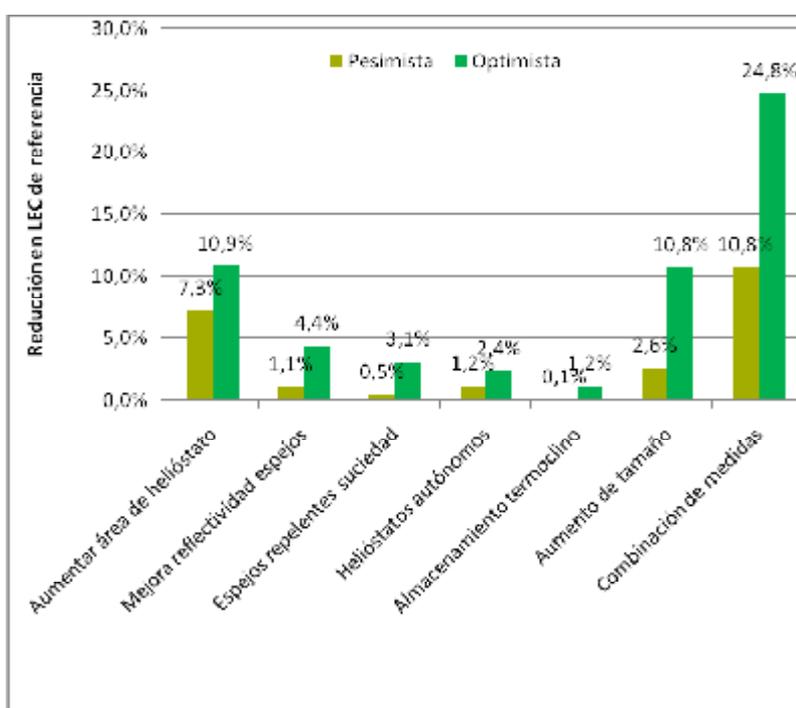


Gráfico 22: potencial ahorro de LEC de las innovaciones técnicas

4.2.6.2 Innovaciones en Tecnología de Torre con Vapor:

En esta tecnología la homogeneidad de la temperatura y, por tanto, la presión en el receptor es esencial para mejorar la eficiencia. Los puntos calientes pueden reducirse mediante una mejor precisión del seguimiento del concentrador y/o una optimización del flujo del fluido a través de la cavidad del receptor.

			Beneficios Técnicos Potenciales	Beneficios Económicos Potenciales
Innovaciones en el receptor	1	Gestión de los puntos calientes	Mejora de la eficiencia del receptor y su durabilidad	Reducción coste O&M; reducción coste de ensamblado e instalación; reducción coste de algunos componentes
	2	Gestión de la absorción de inestabilidades		
	3	Gestión del flujo del fluido de trabajo		
Innovaciones en el ciclo	1	Maximizar presión del fluido de trabajo	Mejora de eficiencia del sistema	Reducción del coste de instalación del sistema y del LEC
	2	Añadir sobrecalentamiento del vapor		
	3	Usar tanques de almacenamiento de cambio de fase (PCM)		
	4	Uso de turbinas individuales para varias torres		

Tabla 25. Innovaciones para tecnología de torre con vapor saturado como fluido de trabajo

Potencial de Ahorro de las Mejoras

Si representamos gráficamente el potencial de reducción del LEC de las posibles innovaciones técnicas a realizar en la tecnología de torre central empleando vapor de agua como trabajo obtenemos la gráfica que se muestra a continuación.

El potencial de ahorro total se puede estimar entre un 20-30% de los costes actuales de generación de electricidad (LEC).

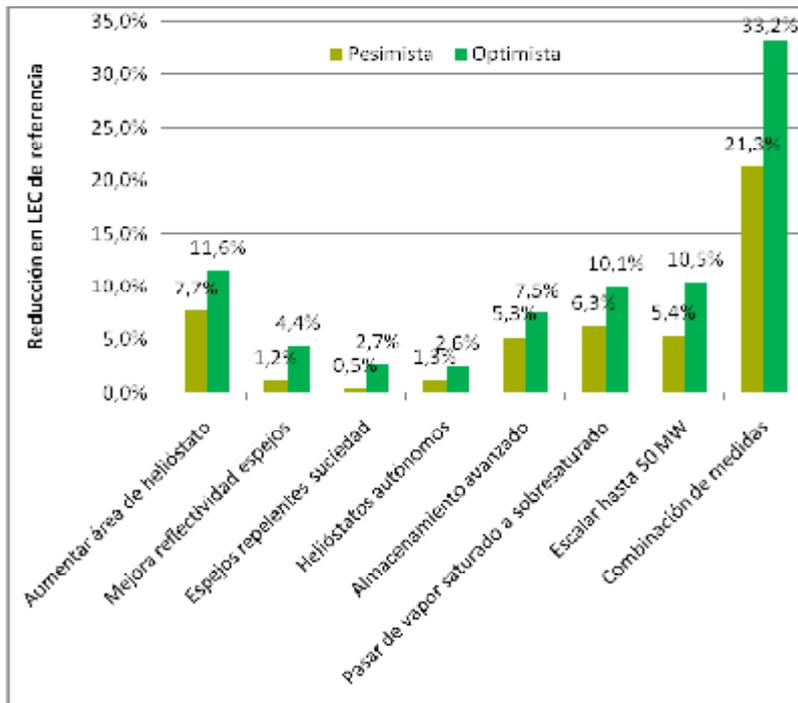


Gráfico 23: potencial ahorro de LEC de las innovaciones técnicas

En términos porcentuales, el potencial de ahorro se distribuye de la siguiente manera:

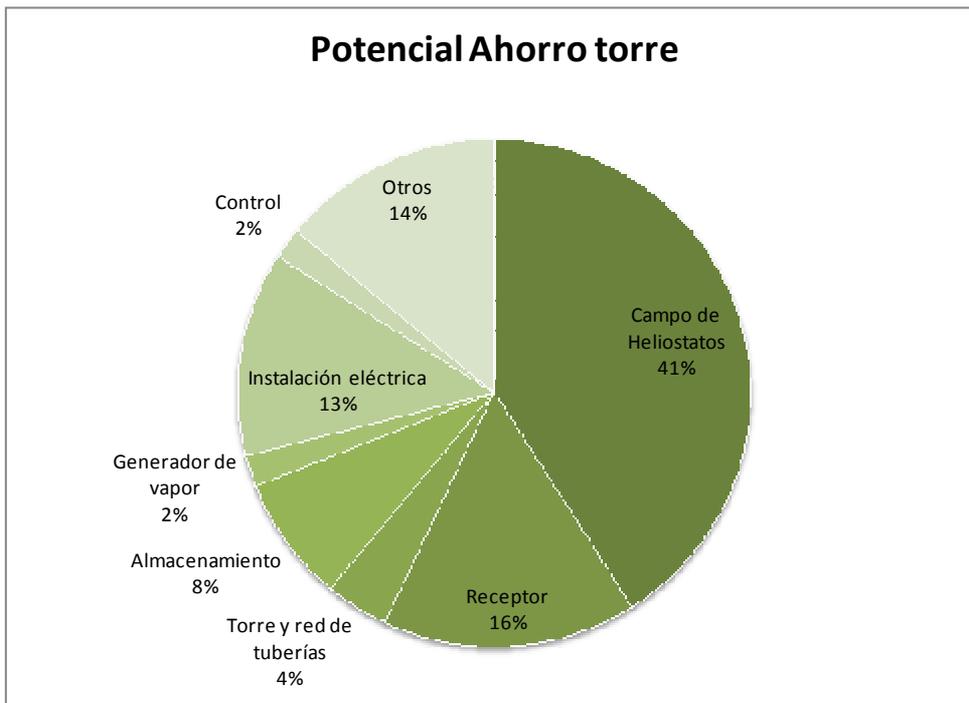


Grafico 24. Potencial ahorro en tecnología de receptor central

4.2.7 Mercado

Podríamos decir que si bien fue la primera experiencia comercial que se ha tenido en Europa (PS10), actualmente la tecnología de torre tiene menos desarrollo que la de cilindro-parabólicos. Sin embargo, podemos decir a su favor que la planta PS10 lleva desde finales del 2007 operando y sus resultados han sido satisfactorios, siempre desde la opinión de la empresa promotora (Abengoa).

En Mayo de 2009, hace algo más de un año, entró en funcionamiento la planta PS20, que incluye mejoras técnicas frente a la PS10. Eso hace que el grado de madurez de esta tecnología vaya en aumento, aunque como comentamos, todavía es inferior al de cilindro parabólico.

En los próximos meses entrará en funcionamiento la planta solar termoelectrica de receptor central denominada “Gema Solar”, del grupo Sener. que planta incorpora conceptos tecnológicamente avanzados ya que, como se comentó anteriormente, es de receptor central de torre y campo de heliostatos, usa sales fundidas como fluido de trabajo y almacenamiento. El sistema de almacenamiento está diseñado para 15 horas.

4.3 Tecnología Fresnel

La tecnología Fresnel es similar en la concepción a la cilindro-parabólica, con la excepción de que en esta los concentradores son filas de espejos planos dispuestos adecuadamente sobre un plano. Supone una solución de menor coste, pero la capacidad de concentración es también menor, por lo que las temperaturas alcanzadas son también menores. Sin embargo el vapor obtenido es de similar características al obtenido en las plantas de receptor de torre trabajando con vapor (PS10 y PS20), por lo que en ese sentido son muy similares.

4.3.1 Resumen Ejecutivo

La tecnología Fresnel se presenta como una alternativa viable frente a las instalaciones de colectores cilindro parabólico debido al empleo de espejos planos, tubos de menor exigencia tecnológica y uso de vapor como fluido de trabajo. Se adapta perfectamente a la hibridación con plantas de generación mediante combustibles fósiles así como el aporte de vapor a procesos industriales o uso terciario a gran escala.

Todas estas mejoras frente a las plantas de CCP mejoran el coste €/kW instalado. Además, esta tecnología se adapta perfectamente a cualquier tamaño por su simplicidad conceptual.

Es una tecnología en pleno desarrollo que comienza a mostrar sus primeras experiencias comerciales en EEUU, España y Australia.

La tecnología consiste en la utilización de espejos planos (o ligeramente curvados) dispuestos en láminas paralelas, sobre un terreno horizontal, que pueden rotar alrededor de su eje para dirigir los rayos reflejados hacia un receptor tubular fijo situado a una altura superior. Este tipo de concentradores lineales de Fresnel permiten obtener relaciones de concentración de entre 25 y 40 respecto a la superficie del absorbedor, relaciones que se ven incrementadas hasta valores de entre 80 y 130 si se hace el cálculo de la concentración respecto al diámetro del absorbedor. Generalmente, estos sistemas se están proponiendo para la generación directa de vapor de baja temperatura, acoplados directamente a turbinas de vapor. La temperatura de operación ronda habitualmente los 270°C, lo que permite utilizar receptores eficaces y fiables, aunque, algunos promotores de esta tecnología pretenden trabajar, a medio plazo, a temperaturas próximas a los 500°C, con el fin de poder acoplar estos sistemas a turbinas de alto rendimiento.

De forma semejante a otras tecnologías, los campos CLF pueden ser utilizados en plantas 100% solares o integrados en plantas térmicas de combustibles fósiles.

Para aplicaciones de producción de electricidad en centrales de potencia superior a 5 MWe se distinguen, básicamente, dos grandes tipos de sistemas dentro de esta tecnología: los sistemas CLF clásicos y los Captadores Compactos Lineales de Fresnel (CCLF). Aunque ambos comparten el mismo principio de funcionamiento y tanto sus geometrías como los tamaños de captador son muy similares, se diferencian principalmente en los siguientes puntos:

- Dimensiones de los espejos,
- Tipo de seguimiento,
- Diseño de receptor (tubo único con concentrador secundario para los CLF y de múltiples tubos sin concentrador secundario para los CCLF).

4.3.2 Situación Actual

En EE.UU. se inauguró en octubre de 2008 una planta de 5 MW de potencia en el estado de California. El desarrollo de la misma ha sido realizado por la empresa Ausra, que según su información, está trabajando en desarrollar nuevas plantas de mayor potencia en EE.UU.

En España, hay una planta experimental de Man en la PSA de Almería y en Calasparra (Murcia) se ha finalizado una planta de 1,4 MW por la empresa Novatec Biosol, se ha conectó a la red en 2009 y lleva más de un año en explotación comercial.

Con estos antecedentes, la situación comercial de esta tecnología está todavía en fase de desarrollo, pero si se logran solucionar los problemas técnicos, sus expectativas pueden llegar a ser muy prometedoras debido sobre todo al bajo coste comparativo de la tecnología.

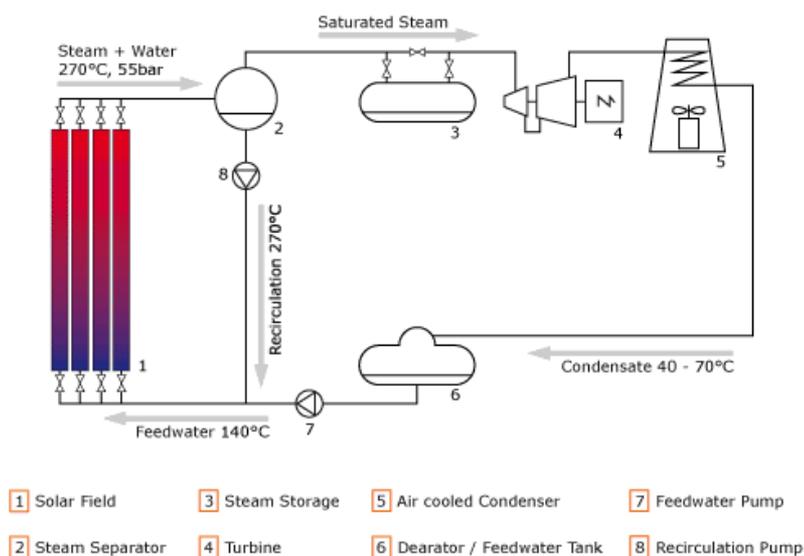


Figura 13. esquema de planta Fresnel de Calasparra (fuente www.novatec-biosol.com)

4.3.2.1 Plantas Híbridas

Esta tecnología tiene otra aplicación, que es la utilización en plantas híbridas. En este caso el sistema termosolar Fresnel es un complemento solar térmico para centrales eléctricas, de forma que la central eléctrica use una combinación de energía solar térmica y combustibles fósiles. En esta combinación la parte solar reduce el consumo de combustibles fósiles y disminuye la potencia que tiene que preparar la caldera con combustibles fósiles.

Este complemento solar básicamente consta de un colector solar de concentración que produce agua caliente o vapor que se inyecta al ciclo de agua / vapor de una central eléctrica (ciclo que ya existe).

El ejemplo más claro de esta tecnología es la planta de la compañía Solar Heat and Power Pty. Ltd que instaló un complemento solar para una central eléctrica de combustibles fósiles a mediados de 2004. Los colectores tienen una potencia térmica de 1MW, y están conectados a un bloque de 500MW_{el} de una planta eléctrica de carbón cerca de Lidell, en New South Wales, Australia.



Imagen 7: planta de Solar Heat and Power (Australia)

4.3.3 Elementos Principales

4.3.3.1 Espejos

Están formados por largas filas paralelas de espejos de anchura relativamente pequeña que pueden girar alrededor de su eje longitudinal. Estos espejos, que pueden ser planos o estar curvados elásticamente, concentran la radiación solar sobre un receptor central fijo suspendido a una cierta altura sobre el plano de los espejos en la dirección del eje de rotación de los espejos.

Con esta geometría se pueden colocar varias filas de espejos cercanas, minimizando los problemas de sombras entre ellos. Así se consigue una alta ocupación del terreno en el que se encuentra.

Tamaños/Características

Según la información de la que disponemos un reflector típico Fresnel se puede caracterizar de la siguiente forma:

- El conjunto utiliza reflectores planos o elásticamente curvados. Los reflectores son de bajo costo de 3mm de espesor, y están montados cerca de la tierra, reduciendo al mínimo los requisitos estructurales.
- Tiene un segundo reflector en la parte superior que también refleja los rayos sobre el tubo. Cada espejo tiene un ancho de 0,5 m, y hay un total de 48 espejos. Por lo que cada colector tiene un ancho de 24 m.

- Esta distribución proporciona un alto grado de ocupación del suelo, que puede llegar a más de un 70%.
- El coste de los reflectores está por debajo de 80 € el m².

Cantidad Necesaria

Actualmente, los datos disponibles de tecnología Fresnel no son muchos y los que hay, en su mayor parte, son de los propios fabricantes o de universidades con algún determinado “interés”, como los estudios de D. Mills, profesor de la Universidad de Sídney, que es el promotor de la tecnología Fresnel y que colabora con Ausra en el desarrollo.

A continuación mostramos datos de la planta de Calasparra (Novatec Biosol), de un ejemplo comercial de mini planta termosolar (de potencia similar a la de Calasparra) de la empresa SHP (Sustainable Heat & Power Europe GmbH) y de un estudio de la Unión Europea

Planta	Calasparra (Novatec Biosol)	Ejemplo (SHP)	Estudio UE
Superficie ocupada (ha)		3,3	56,43
Potencia nominal (MW)	1,4	1,2	50
Área total espejos (m ²)	18.000		376.200
Producción total esperada (MWh/año)	2.800	1.600	
Ratio producción por superficie espejos (kWh/m ² .año)	156		
Vapor	270°C y 55 bar	260°C	

Tabla 26. Características principales de plantas con tecnología CLF.

Hay que destacar que el ratio de producción obtenido (111 kWh/m².año) es muy bajo si lo comparamos con los 300, que es alrededor de lo que ofrecen las otras tecnologías que hemos visto.

Fabricantes

Para la fabricación de los módulos de espejos planos del campo solar de Puerto Errado 1, NOVATEC SOLAR ESPAÑA ha construido una fábrica con una línea de producción en Fortuna (Murcia), estando previsto construir otra fábrica, de producción de módulos de espejos con cuatro líneas de producción, en Lorca (Murcia).

Al igual que sucede con los espejos de la tecnología de receptor central, los espejos de los sistemas fresnel, al ser planos y de dimensiones más reducidas, son más fáciles de fabricar. Esto quiere decir que la fabricación se puede realizar con un proveedor local (como ha sucedido en la planta de Murcia). Esto implica una simplificación en la logística del aprovisionamiento y una reducción de los costes.

Mantenimiento

Al igual que sucede con la tecnología cilindro-parabólica uno de los aspectos más importantes del mantenimiento es la limpieza de la superficie reflectante. Ya que la pérdida de reflectividad en la superficie provoca mayores pérdidas y, con ello, menor eficiencia global.

La simplicidad de la estructura de soporte y su baja altura (1,2 metros) hace que su limpieza sea más sencilla que en los sistemas cilindro-parabólico o de receptor central. Además el hecho de estar todos concentrados en un espacio menor disminuye el tiempo necesario. Este hecho se traduce en una disminución de los costes de mantenimiento en el aspecto de la limpieza de los espejos.

Operación

Como elemento crítico, la operación de las instalaciones se presenta compleja precisamente por el uso de vapor como fluido de trabajo. Esto requiere un piping acorde a las condiciones de presión de operación, es decir, espesores de tubería importantes que supondrán un suministro más costoso. Además, será muy importante el aislamiento del campo solar para evitar pérdidas.

4.3.3.2 Tubo Absorbedor

A diferencia de la tecnología cilindro-parabólica, el tubo absorbedor de Fresnel permanece inmóvil y fijado a una cierta altura de los helióstatos. Una de sus principales características es que alcanza temperaturas mucho menores que en los cilindro-parabólicos, por lo que sus exigencias técnicas también son menores, ya que la relación de concentración es del orden de 20. Por ello se puede prescindir de elementos costosos como el recubrimiento selectivo y el vidrio envolvente.

Estos sistemas son adecuados para la generación directa de vapor, pero están limitados en cuanto a la temperatura y presión alcanzada, por lo que el rendimiento energético es bajo.

Los datos de presión y temperatura del vapor producido en las centrales tipo Fresnel son de una temperatura entre 250-270 °C y de una presión de 39-45 bar.

Líneas de Investigación

El tubo absorbedor es uno de los elementos en que más inversiones en I+D se están realizando para llegar a perfeccionar y mejorar en costes y rendimientos energéticos los sistemas de colector de tecnología Fresnel.

4.3.4 Ventajas e Inconvenientes de la Tecnología Fresnel

Según los fabricantes y promotores de sistemas Fresnel sus ventajas competitivas son las siguientes:

- Las centrales Fresnel son extremadamente resistentes al viento, por lo que no requieren de cimientos complejos, y son fáciles de mantener.
- Sólo necesitan alrededor de dos tercios de la superficie requerida por una central con colectores cilindro parabólico de la misma capacidad.
- No hace falta la fase de intercambio de calor, que requiere gran cantidad de energía y genera costes elevados.

- Menores costes de construcción: se utiliza un diseño modular más rápido y sencillo con un montaje de alta precisión.
- Capacidad de producción escalable.
- Construcción automatizada de los componentes clave.
- Visualmente menos intrusivo: la estructura no supera los 1,2 m de alto.
- Coste de espejos más reducido que el del cilindro-parabólico.
- Al estar los tubos concentradores fijos no se necesitan uniones flexibles para alta presión.
- Los tubos concentradores no requieren tubo de vacío ni sellados complejos entre el vidrio y el metal.

Podemos decir que estas ventajas son realmente ciertas, pero los principales inconvenientes que tiene son:

- La incertidumbre tecnológica que presenta, al no haber un abanico de plantas operando y al existir cierta reticencia a hacer públicos los datos de funcionamiento de las plantas ya existentes.
- Bajos rendimientos energéticos, el rendimiento del campo solar es entre un 30-40% más bajo que el de los colectores cilindro-parabólico.

4.3.5 Almacenamiento

Según los diseños de las plantas consultadas, estos plantean también un almacenamiento térmico. Este almacenamiento es del vapor previamente calentado en los tubos absorbedores, que posteriormente se usará para alimentar el ciclo de potencia de la planta.

Esto hace que este almacenamiento sea de tecnología idéntica al planteado en la tecnología de receptor de torre trabajando con vapor de agua, como las plantas PS10 y PS20. Por lo que este almacenamiento plantea las mismas ventajas y limitaciones tecnológicas que el anteriormente comentado y que resumimos a continuación:

- Capacidad de almacenamiento limitado en tiempo.
- Ventaja termodinámica y aumento de eficiencia global debido a la eliminación de intercambiadores.
- Dificultades tecnológicas de almacenamiento de vapor.

4.3.6 Turbina de Vapor

Las características del vapor suministrado por un sistema de colectores Fresnel es de las mismas características que el de los sistemas de torre de vapor, 250 °C y 40 bar. Por ello, las conclusiones comentadas en el caso de las turbinas de la PS10 y PS20 es también válido para estos sistemas.

Estas condiciones eran que a la salida de la turbina se obtiene un vapor con un alto grado de humedad, lo que es perjudicial para el funcionamiento y mantenimiento de la turbina.

En España no hay instalaciones de gran potencia trabajando con colectores Fresnel, ya que la única instalación comercial es la de Calasparra (1,4 MW), por lo que la turbina empleada se puede considerar de características reducidas.

4.3.7 Aspectos Económicos

Según la empresa Sustainable Heat & Power Europe GmbH, los costes de una mini planta termosolar (1,2 MW) instalada en el sur de España serían los siguientes:

Capacidad instalada	1.200 kWel
Inversión	4,6 M€
Electricidad producida anual	1.600 MWhe
Costes de operación anual	90.000 €/a
Demanda de superficie	33.000 m ²
Costes de la electricidad	30 c/kWhe
Demanda de superficie	33.000 m ²

Tabla 27. Costes de una planta Termosolar de 1,2 MW con tecnología Fresnel en el Sur de España

Según el CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas) los principales indicadores económicos de esta tecnología son los siguientes:

Coste de electricidad	2,8 €/Wp
Ratio de ocupación	1,2 ha/MWp

Tabla 28. Principales Indicadores económicos de la tecnología Fresnel

4.3.7.1 Coste de Proyecto

A continuación vamos a desarrollar los costes estimados para una planta con tecnología Fresnel en la provincia de Sevilla, sería una planta de 30 MWe de potencia nominal y sin almacenamiento. El hecho del almacenamiento hay que considerarlo ya que implica una reducción de los costes, pero una reducción de las horas de operación de la planta que implica una menor producción de energía (kWh), por lo que no implica con certeza una reducción del LEC.

	Coste (€)	Porcentaje del coste directo
Campo solar	25.144.000 €	29,00%
Bloque potencia	50.420.410 €	58,16%
Sistema de Conversión de energía solar a térmica	11.128.600 €	12,84%
Costes indirectos	15.604.742 €	
Total coste directo	86.693.010 €	
Total costes	102.297.752 €	
Coste O&M anual	2.921.659 €	
LEC	0,142 €/kWh_{el}	

Tabla 29. Estimación de costes de una planta de 30 MW con tecnología CLF en Sevilla

Porcentaje de Coste Directo

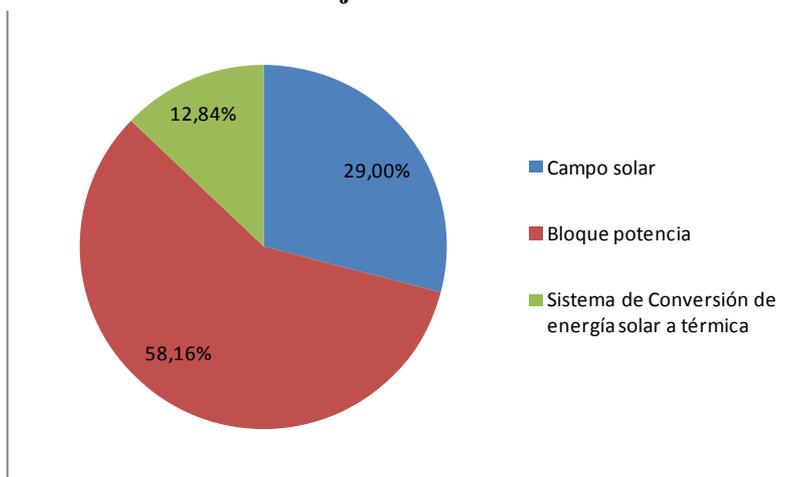


Gráfico 25: porcentaje de los costes en equipos (Fresnel).

Es importante considerar al evaluar los costes que esta tecnología está todavía en proceso de desarrollo y su grado de madurez es aún menor que el de otras tecnologías, por lo que los

números pueden variar significativamente. Lo más interesante de este análisis es la distribución de los costes y la reducción frente a otras tecnologías.

A continuación vamos a analizar el desglosar del LEC para la planta considerada de 30 MW de capacidad:

LEC	LEC (€/kWh)
O&M	0,029
Inversión	0,119
Total	0,148

Tabla 30. Estimación del LEC para una planta de 30 MW con tecnología Fresnel

4.3.7.2 Coste desglosado del campo solar

Dentro de las limitaciones debido a la escasez de proyectos en tecnología Fresnel, podemos decir que el desglose del coste del campo solar para esta tecnología es la siguiente:

Elemento	Porcentaje
Espejos y estructura	10,00%
Estructuras Metálicas	48,00%
Sistema de posicionamiento	7,00%
Movimientos de Tierras	11,00%
Cimentación	4,00%
Montaje	15,00%
Nave de Montaje	5,00%
Total del campo solar	100,00%

Tabla 31. Estimación del coste desglosado del campo solar

Porcentaje del Coste del Campo Solar Fresnel

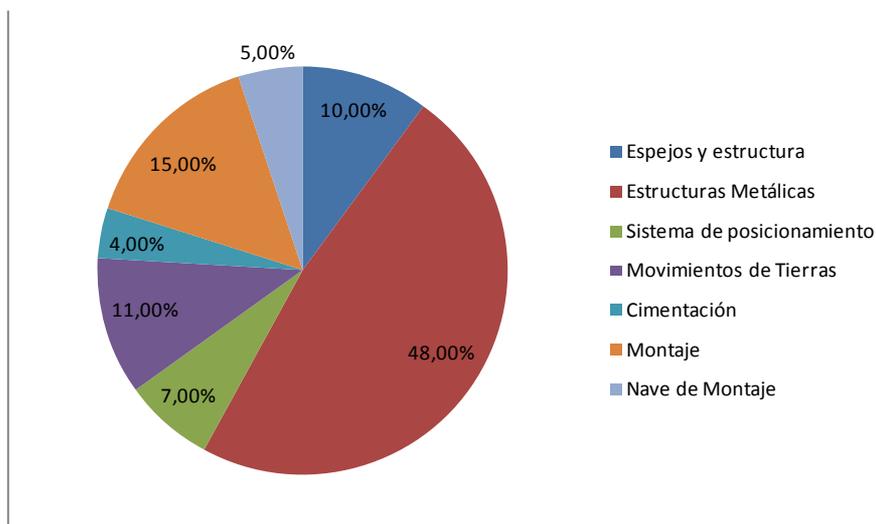


Gráfico 26: porcentaje del coste del campo solar en Fresnel (Fuente: Dr. Mills - Universidad de Sydney y Novatec - Biosol)

4.3.8 Mejoras Técnicas para Reducir Costes

A grandes rasgos las líneas de investigación centrales de este sistema son:

- Mejoras en los campos de colectores Fresnel.
- Almacenamiento térmico.
- Reducir pérdidas de presión.
- Fabricación de espejos repelentes de la suciedad.

En cuanto a las innovaciones técnicas específicas en el receptor y en el ciclo de potencia las innovaciones se resumen en la siguiente tabla (aunque también le serían válidas las innovaciones del cilindro-parabólico):

			Beneficios Técnicos Potenciales	Beneficios Económicos Potenciales
Innovaciones en el receptor	1	Aumentar temperatura de trabajo	Mejora de la eficiencia del receptor y su durabilidad	Reducción coste O&M; reducción coste de
	2	Aumentar presión		
	3	Reducir caída de presión y longitud de tuberías		

	4	Mejorar desarrollo para eliminar la inestabilidad y los efectos asimétricos en tubo receptor que genera el vapor		ensamblado e instalación; reducción coste de algunos componentes
Innovaciones en el ciclo	1	Aumentar temperatura de trabajo	Mejora de eficiencia del sistema	Reducción del coste de instalación del sistema y del LEC
	2	Sobrecalentar el vapor		
	3	Añadir etapas de recalentamiento		

Tabla 32. Mejores técnicas para reducir costes

4.3.8.1 Reducciones de costes por componentes

Se presenta una estimación de la evolución de los costes de inversión de los componentes más relevantes, bien por su alta relación con la tecnología o por su impacto en el coste de inversión total.

Estructuras metálicas

Como se puede observar en el gráfico 29 (apdo. 4.3.7.2), la estructura metálica de los canales parabólicos es el componente con mayor repercusión en el coste del sistema de captación de la energía solar, ya que suponen casi un 50% del coste del mismo, al igual que en las plantas CCP. Por esto, la evolución del coste de las estructuras metálicas es la que marca la tendencia general del sistema completo.

Las estructuras metálicas actuales diseñadas para los captadores de receptor lineal de Fresnel tienen todavía margen de optimización, tal como pasa con las de los canales parabólicos. Además, en este caso tan sólo se han implantado hasta la fecha un pequeño número de concentradores lineales de Fresnel dados los escasos, tanto comerciales como de demostración, existentes, lo que hace que se espere una relevante reducción de costes en los próximos años. Los cambios relacionados con la implementación de la producción en masa, los nuevos diseños y el ahorro en materiales pueden tener un impacto importante.

Espejos

En este caso la repercusión de los espejos en el coste del subsistema de captación de la energía solar es mucho menor que en el resto de tecnologías; dado que los espejos utilizados en la tecnología Fresnel son más sencillos y de menor coste que en otras tecnologías, las reducciones de costes se esperan, principalmente, como consecuencia de la aplicación de la producción en masa, así como de la posible introducción de nuevos materiales reflectores.

Receptores (Tubos absorbedores)

Tal y como se ha podido observar anteriormente el tubo receptor es, con gran diferencia, el elemento más importante de este sistema. El coste de este elemento supone, casi tres cuartas partes del coste global del sistema.

Esta tecnología cuenta a día de hoy con una corta experiencia de funcionamiento, y por lo tanto, el tubo receptor cuenta con un amplio rango de mejora y optimización. La reducción de costes estimada por diversos estudios, asociada al desarrollo gradual que experimentará esta tecnología de aquí a 2020, se ha estimado en un valor mínimo de 15% pudiendo alcanzarse hasta un 20% en un escenario más optimista.

Bloque de Potencia

En los últimos años, los elementos asociados a las instalaciones convencionales ya han experimentado un gran impacto en su reducción de costes. Esa es la razón por la cual, en general, para la configuración de la central aquí considerada como de referencia, de ciclo Rankine con vapor saturado, no se espera una reducción de costes más allá de la esperada curva de experiencia.

4.3.9 Empresas y proyectos destacados

A continuación vamos a describir brevemente las dos empresas más importantes en el sector de la tecnología termosolar Fresnel.

4.3.9.1 Ausra

Como empresa destacada en la tecnología termosolar Fresnel destaca la australiana-americana Ausra. Esta empresa comenzó con los estudios del profesor de la universidad de Sidney, el profesor Dr. David Mills, que realizó los primeros prototipos del sistema CLFR (Compact Linear Fresnel Reflector).

La empresa está establecida en California donde tiene un centro de producción de los colectores y espejos del sistema Fresnel.

Lidell (Australia)

El primer proyecto desarrollado por la empresa Ausra está localizado en Australia, concretamente en Hunter Valley (Nuevo Gales del Sur). Se trata de un campo solar con tecnología Fresnel para la producción de vapor. Este vapor es utilizado como apoyo a la producción de vapor de una central térmica.

Inicialmente, en 2004, el proyecto constaba con una potencia térmica de 1 MW de potencia térmica. Actualmente se encuentra en ejecución la segunda fase del proyecto que consistirá en ampliar el campo solar para suministrar 9 MW de energía térmica en forma de vapor.

Kimberlina (California)

Esta es una planta de producción eléctrica a partir del vapor generado directamente en los colectores Fresnel. La planta se inauguró en octubre de 2008.

Tiene una generación de 25 MW térmicos, que una vez que pasan a través de la turbina, generan una producción eléctrica de 5 MW

Futuros proyectos

Según las noticias de la empresa, destacan lo siguiente:

- **Proyecto Carrizo Plains de 177 MW en San Louis Obispo, California.** Esta planta está planificada para 2011 y proveerá electricidad para la empresa “Pacific Gas & Electric”.
- Proyecto de 100 MW en Jordania, a finales de septiembre la empresa Ausra ha sido adjudicada para realizar un proyecto termosolar con apoyo de combustible fósil (para garantizar la generación las 24 horas del día) que deberá estar finalizada en 2013.

4.3.9.2 Solar Power Group

Esta empresa es la sucesora de la belga Solarmundo, Solar Power Group (SPG) posee los conocimientos técnicos de diez años de desarrollo de colectores Fresnel termosolares.

Actualmente, SPG desarrolla la tecnología de generación de energía termosolar para su maduración en el mercado. Paralelamente, la empresa obtiene de su colector de investigación en la Plataforma Solar de Almería (PSA) los conocimientos necesarios para mejorar y perfeccionar la tecnología y la forma de operación.

En cooperación con MAN Ferrostaal, SPG desarrolla proyectos termosolares de forma conjunta. Para ello, la atención no se sitúa sólo en la generación de energía solar, sino también en el uso múltiple del vapor obtenido, por ejemplo, en procesos industriales, máquinas frigoríficas de absorción, así como la desalinización de agua de mar.

Vapor sobrecalentado (proyecto Fresdemo)

La empresa está trabajando en la producción de un vapor de alta calidad. Este vapor sería un vapor sobrecalentado con una temperatura de 450°C y una presión de 100 bar. Según los datos de la empresa ya se ha podido obtener este vapor de alta calidad dentro de los colectores de una forma continua y estable.

De esta forma se mejoraría considerablemente el rendimiento de la turbina en la planta de potencia, por lo que el salto entálpico sería mucho elevado y, consecuentemente, la producción de potencia eléctrica. De la misma forma se reducirían considerablemente el coste de producción de la electricidad (LEC).

4.4 Tecnología Discos Parabólicos

4.4.1 Resumen Ejecutivo

La tecnología de disco parabólico consta, básicamente, de una superficie reflectora, una estructura soporte, un mecanismo de seguimiento en dos ejes (acimut y elevación), un sistema de control y un elemento de transformación de potencia. El disco concentrador es una superficie reflectante de revolución, de sección parabólica, que concentra, en un punto situado en su foco, los rayos solares que inciden perpendiculares al plano de apertura. En dicho foco se coloca el bloque de potencia, cuya entrada está compuesta por el receptor de cavidad que absorbe la energía solar y la transforma en energía térmica, que acciona un motor Stirling. El movimiento del motor Stirling lo utiliza un generador eléctrico de inducción para obtener energía eléctrica. Dicha electricidad puede bien inyectarse a la red eléctrica, bien destinarse a consumo directo en alguna aplicación próxima al lugar del emplazamiento. Lógicamente, tanto el disco parabólico, como el bloque de potencia, necesitan de una estructura que, a la vez de sustentarlos en su posición adecuada, realice el seguimiento en dos ejes del disco solar, de forma que la incidencia de los rayos solares sea normal a la superficie de apertura de la parábola en todo momento.

La tecnología de discos parabólicos y motor Stirling tiene el record de eficiencia de conversión instantánea de energía solar a eléctrica, al conseguir, recientemente, un rendimiento instantáneo del 31,25% [Stirling Energy System (SES)], una vez descontados los autoconsumos.

Durante los últimos años, las mejoras en esta tecnología se han centrado en la reducción de costes tanto de fabricación como de operación y mantenimiento. De manera paralela, también se ha investigado en componentes avanzados, como el receptor de cavidad, el control del disco y las superficies ópticas. Se confía en que la producción en masa facilite la consecución de estos objetivos. Los discos parabólicos se perfilan como una alternativa interesante para sistemas descentralizados de producción energética. Usualmente, se prefiere el motor de ciclo Stirling por encima de las turbinas de gas tipo Brayton, debido sobre todo a la capacidad del motor Stirling para operar durante largos periodos de tiempo con bajo mantenimiento y a su carácter modular, que permite producciones eléctricas que van desde los pocos kilovatios hasta los megavatios. En general, los sistemas de discos parabólicos alcanzan una relación de concentración media superior a 2000, unas temperaturas de operación de hasta 800 °C y unos rendimientos anuales (solar a eléctrico) en el entorno del 24,6%.

La tecnología de Disco Stirling se caracteriza por dos aspectos fundamentales frente al resto de tecnologías termoelectricas existentes de colectores cilíndricos y de torre central: su alto rendimiento y su modularidad. Los altos rendimientos de conversión de radiación solar directa en energía eléctrica tienen como causas fundamentales la geometría parabólica de los concentradores y el alto rendimiento térmico del motor Stirling. Su carácter modular, ya que cada sistema es en sí mismo una unidad de generación, hace que sea adaptable a las necesidades circunstanciales y permite asumir muy pocos fallos globales de una posible planta.

4.4.2 Situación Actual

Los discos parabólicos han evolucionado tanto en EEUU como en Europa hacia la construcción de unidades autónomas conectadas a motores Stirling situados en el foco. Los sistemas disco/Stirling han demostrado la mayor eficiencia de conversión de radiación solar en energía eléctrica con valores máximos del 30 % y hasta un 25 % de promedio diario en unidades de 7 a

25 kW. Debido a la curvatura parabólica del concentrador y a la baja relación distancia focal/diámetro ($f/D=0,6$), se pueden conseguir altas relaciones de concentración por encima de 3.000. Esto permite alcanzar muy altas temperaturas de operación entre 650 y 800 °C, dando lugar a eficiencias en el motor Stirling del orden del 30 al 40 %. La superficie cóncava del concentrador está cubierta por espejos de vidrio de segunda superficie con su correspondiente curvatura parabólica o bien por espejos delgados o polímeros metalizados de primera superficie soportados sobre una estructura de fibra de vidrio o de membrana tensionada. Los receptores para sistemas disco/Stirling son de tipo cavidad, con una pequeña apertura y su correspondiente sistema de aislamiento. Habitualmente, se usan dos métodos para la transferencia de la radiación solar al gas de trabajo. En el primero se ilumina directamente un panel de tubos por el interior de los cuales circula el gas que suele ser helio, hidrógeno o aire. En el segundo método, se utiliza el concepto de tubo de calor o heat pipe, vaporizándose un metal líquido (normalmente sodio) que luego condensa en la superficie de los tubos por los que circula el gas de trabajo y refluye nuevamente al absorbedor.

La experiencia operacional con sistemas disco-Stirling se circunscribe a unas pocas unidades ensayadas fundamentalmente en EEUU y en Europa, más concretamente en la Plataforma Solar de Almería. La primera generación de discos estuvo formada por configuraciones facetadas de vidrio/metal, que se caracterizaron por unas altas concentraciones ($C=3.000$), y sus excelentes resultados, aunque a precios muy elevados (estimaciones por encima de los 300 €/m² para grandes producciones) y estructuras muy pesadas del orden de los 100 kg.m⁻². El disco Vanguard fue operado en Rancho Mirage (California) en el desierto de Mojave durante un periodo de 18 meses (Febrero 1984 a Julio 1985). Este disco tenía 10,7 m de diámetro, una superficie de 86,7 m² y llevaba un motor/generador de 25 kWe de United Stirling AB (USAB) modelo 4-95 Mark II. Este motor dispone de cuatro cilindros con un desplazamiento de 95 cm³ por cilindro. Los cilindros están dispuestos en paralelo y montados en un cuadrado. Están interconectados con el regenerador, el enfriador y usan pistones de doble acción. El gas de trabajo fue Hidrógeno a una presión máxima de 20 MPa y una temperatura de 720 °C. La potencia del motor se regula mediante la presión del gas. Con más de un 30 % de conversión neta (incluyendo consumos auxiliares), este sistema posee todavía el record mundial. Con posterioridad, entre 1984 y 1988, McDonnell Douglas desarrolló un disco con la misma tecnología, aunque con algunas mejoras. De 10,5 m de diámetro, una superficie de 91,5 m², y con un motor de 25 kWe, se llegaron a vender seis unidades que fueron operadas por compañías eléctricas. Transferida a Boeing, la tecnología ha sido licenciada con posterioridad al consorcio SES, que desde 1998 está relanzando su aplicación con la denominación de disco SES/Boeing. El nuevo prototipo ha acumulado más de 8.000 horas de operación, con un 94% de disponibilidad para irradiancias superiores a 300 kW.m⁻². Hay que reseñar otros desarrollos en EEUU involucrando a empresas como LaJet, Solar Kinetics, SAIC, Acurex y W.

En Europa, los principales desarrollos han sido llevados a cabo por las empresas alemanas Steinmüller y Schlaich, Bergermann und Partner (SBP), y la empresa SOLO Kleinmotoren en lo que respecta al suministro del motor Stirling solarizado. Se han desarrollado 8 unidades de 7,5 a 8,5 m de diámetro que han sido ensayadas satisfactoriamente en la Plataforma Solar de Almería con más de 30.000 horas acumuladas de operación y disponibilidades por encima del 90%. Son sistemas que pretenden una significativa reducción de costes, aunque a cambio de menores rendimientos. Los concentradores se hacen a partir de membrana de acero inoxidable

tensionada. La membrana delantera se deforma con procedimientos de moldeo hidroneumático, sin el uso de un contramolde, para conseguir la geometría parabólica. En operación la membrana se estabiliza gracias a una pequeña presión negativa de 20 a 50 mbar. Una vez conformada se le pegan vidrios delgados de 0,9 mm de espesor de 50 x 30 cm. El motor trabaja con Helio a 630°C y 15. MPa lo que da lugar a rendimientos del conjunto disco-Stirling del 20%, que son sensiblemente inferiores a los planteados por SES/Boeing.

Posteriormente, SBP continuó con un prototipo más pequeño (10 kWe) en el Campus de la Universidad de Stuttgart, Alemania, seguido por la construcción de otros tres sistemas idénticos y su ensayo durante varios años en la Plataforma Solar de Almería, España. El concentrador era en esta ocasión de 7,5 m de diámetro y el sistema de seguimiento era polar según los ejes terrestres. El motor era de 2 cilindros y el fluido de trabajo era helio. Los resultados y las experiencias adquiridas contribuyeron al desarrollo de dos sistemas técnicamente maduros de 10 kWe que también se montaron en el emplazamiento de ensayo de Almería y en Sevilla, en la Escuela de Ingenieros Industriales de Sevilla.



Imagen 18: planta Disco Parabólico 10 KWe Escuela de Ingenieros Industriales de Sevilla

4.4.3 Elementos Principales

4.4.3.1 Concentrador

Los sistemas disco Stirling utilizan concentradores solares que realizan el seguimiento del sol en dos ejes. Estos concentradores poseen una superficie reflectante que, ya sea de metal, de vidrio o de plástico, refleja la radiación solar incidente en una pequeña región llamada foco, o zona focal. El tamaño del concentrador solar para los sistemas disco Stirling está determinado por el motor utilizado.

Con un máximo directo de irradiación solar de 1000 W/m^2 , un sistema disco Stirling de 25-kW tendrá un diámetro del concentrador de aproximadamente 10 metros.

Los concentradores utilizan superficies reflectantes de diversos materiales. Por ejemplo, los concentradores utilizados por la empresa SBP se realizan con planchas de plástico reforzado y con fibra de vidrio como se observa en la Figura 8 (El concentrador de dicha figura consta de 12 segmentos reflectantes realizados con una resina de fibra de vidrio, que unidos forman un parábola casi perfecta. Para mantenerlos unidos se utilizan vigas rígidas en forma de anillo).

Las superficies de reflexión más duraderas han sido espejos de plata y vidrio, similares a los espejos decorativos utilizados en el hogar. Los intentos de desarrollar a bajo coste películas reflectantes poliméricas han tenido un éxito limitado debido a su rápida degradación. Como los discos concentradores tienen longitudes focales cortas, se necesitan espejos de cristal relativamente delgados (espesor de aproximadamente 1 mm) para poder conseguir las curvaturas requeridas. Además, es deseable que el cristal posea un bajo contenido de hierro para mejorar su capacidad para reflejar la luz. Dependiendo del espesor y de los materiales que se utilicen, los espejos solares tienen rendimientos de reflexión en un rango del 90 a 94%.



Imagen19. Concentrador de 8'5 metros de diámetro de SBP.

4.4.3.2 Receptor

El receptor es el enlace entre el concentrador y el motor Stirling. Tiene dos tareas fundamentales:

- Absorber la radiación solar reflejada por el concentrador.
- Transmitir esta energía absorbida al motor Stirling en forma de calor con las mínimas pérdidas.

Los receptores empleados en los discos parabólicos son receptores de cavidad (aunque el empleo de receptores externos presenta algunas ventajas para sistemas de baja temperatura), en los que la radiación concentrada entra por una apertura (situada en el foco del paraboloide) incidiendo posteriormente sobre el absorbedor. De esta forma se consiguen disminuir las pérdidas radiativas y convectivas, así como homogeneizar el flujo radiante incidente sobre el absorbedor y reducir su valor máximo.

Hay dos tipos de receptores utilizados en sistemas disco Stirling: receptores de tubos de iluminación directa (DIR) y los receptores de reflujo.

Receptores de tubos de iluminación directa

Los receptores directamente iluminados permiten una adaptación directa del calentador de los motores Stirling convencionales. En estos receptores el absorbedor está formado con un haz de tubos por donde circula el fluido de trabajo del motor (helio o hidrógeno) altamente presurizado (5-20 MPa). La radiación incide directamente sobre estos tubos y es transformada en energía térmica y transmitida al fluido de trabajo. Las altas temperaturas de trabajo de estos absorbedores (del orden de 800°C) dificultan el empleo de recubrimientos selectivos por el gran solape de la radiación emitida y absorbida. Un inconveniente de estos receptores es la falta de uniformidad en el flujo de radiación incidente en el absorbedor, lo cual trae como consecuencia el que la temperatura de los tubos absorbedores presente picos, limitando por tanto la máxima temperatura del fluido de trabajo para evitar sobrepasar la máxima temperatura permitida en los materiales. La Figura muestra un receptor de este tipo.

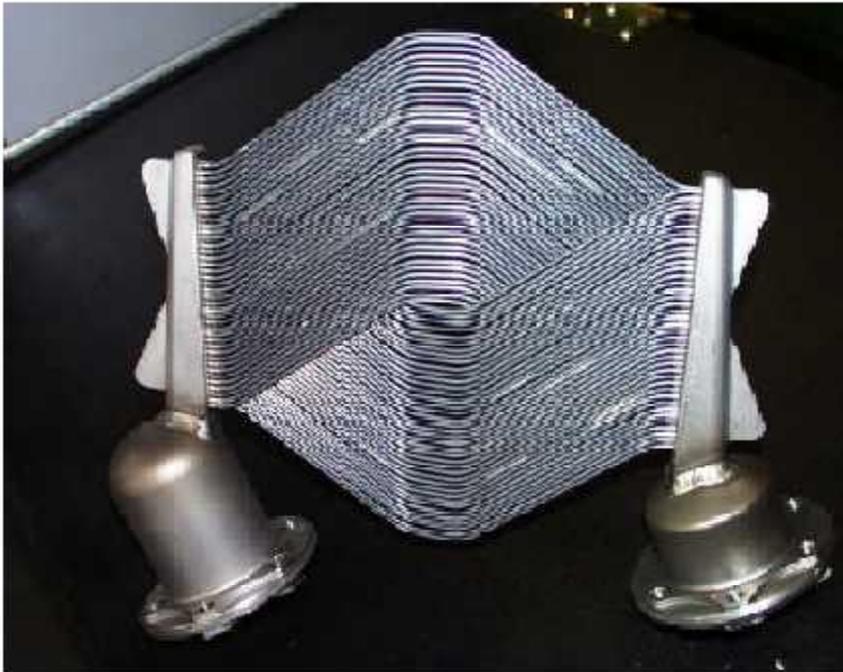


Imagen 20. Receptor de tubos iluminados directamente.

Receptores de reflujo

Este tipo de receptores emplea un fluido intermedio para la transmisión del calor, generalmente un metal líquido (normalmente sodio), mediante su evaporación en la superficie del absorbedor y su condensación en los tubos por donde circula el fluido de trabajo. Al condensar el metal líquido, por gravedad regresa a la superficie del absorbedor. En la actualidad se intenta emplear este tipo de receptores debido a las ventajas que presentan:

- La gran capacidad de transmisión del calor de los metales líquidos (hasta 800 W/cm^2) permite desarrollar receptores más pequeños.
- Mediante la condensación de este metal líquido se consigue un calentamiento más uniforme del fluido de trabajo, y este se produce realmente a temperatura constante, lo que permite trabajar con temperaturas máximas del fluido de trabajo más cercanas a las máximas admisibles por los materiales.
- Permite el diseño independiente de receptor y motor, evitando los compromisos de diseño entre ambos que limitaban el rendimiento en el caso de los receptores de tubos directamente iluminados.
- Se facilita la hibridación del sistema.

Se distinguen dos tipos de receptores de reflujo:

- Receptor de tipo “pool boiler”. En este caso hay una poza de metal líquido siempre en contacto con el absorbedor, donde se produce la evaporación del metal, que posteriormente se desplaza hacia el calentador del motor
- Receptor de tubo de calor (heat pipe). En este caso el líquido metálico asciende por fuerzas de capilaridad por unas mechas situadas en la parte posterior del absorbedor, de donde se evapora para ir a condensar en el calentador del motor. Las gotas de metal líquido condensan aquí y por gravedad caen al absorbedor donde mojan las mechas y empiezan a subir por capilaridad. La reserva de metal líquido dentro del receptor es, en este caso, mucho más pequeña. La Figura muestra un receptor de tubo de calor.

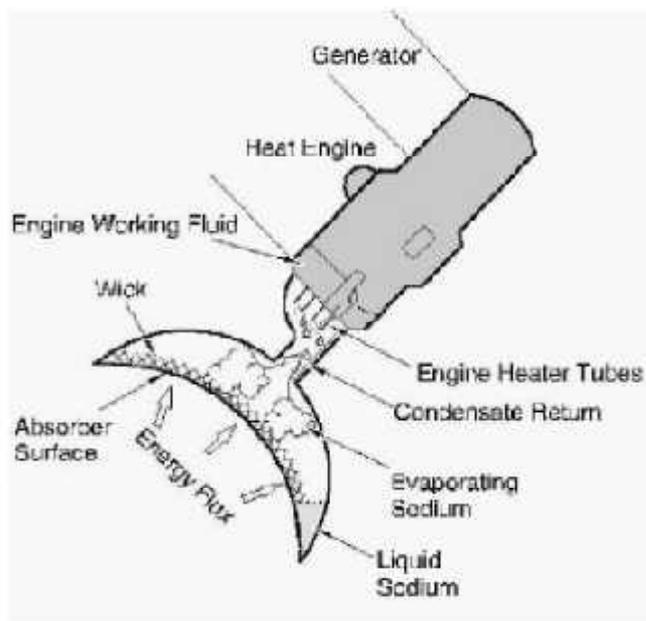


Imagen 21. Esquema que muestra el funcionamiento de un receptor solar de tubo.

La configuración tubo de calor tiene la ventaja de su mayor seguridad asociada a una menor reserva de metal líquido para llevar a cabo la transmisión de calor. Por otro lado, al tener menor masa térmica presenta una respuesta más rápida a los transitorios y unas menores pérdidas térmicas durante los mismos. Además, es posible emplear este receptor para sistemas que implementen los dos tipos de seguimiento del sol comentados (acimut-elevación, polar declinación), mientras que el “pool boiler” sólo se presta fácilmente a su integración en el seguimiento acimut elevación. La desventaja del receptor tubo de calor frente al “pool boiler” es la existencia de un mayor número de ciclos térmicos en motor y receptor durante días nublados, así como una mayor variación en la potencia de salida.

Además de la clasificación anteriormente establecida, se puede establecer otra en función de la fuente de la que obtiene el calor el receptor. En general existen dos tipos de receptores. Los de la primera clase que solo funcionan con luz solar y no pueden operar durante la noche, y los que

poseen un tipo de receptor híbrido, los cuales están equipados con quemadores de gas y que pueden operar durante todo el día.

4.4.3.3 Sistema generador

El motor Stirling que se utiliza en los sistemas de Disco Stirling tiene la función de convertir calor en energía eléctrica de una forma similar a los motores convencionales, es decir, comprimiendo un fluido de trabajo cuando está frío, calentándolo después, y expandiéndolo a través de un pistón para producir trabajo. La energía mecánica se convierte en energía eléctrica gracias a un alternador.

Un motor Stirling se basa en un ciclo Stirling. Estos motores trabajan a altas temperaturas y altas presiones, y el gas que utilizan es hidrógeno o helio. La temperatura del gas puede estar por encima de los 700 °C, y su presión en torno a los 20 ó 30 MPa.

En el ciclo Stirling, el gas de trabajo es alternativamente calentado y enfriado a través de procesos a temperatura constante y a volumen constante. Los motores Stirling normalmente incorporan un regenerador de eficiencia mejorada que captura el calor durante el enfriamiento a volumen constante y lo suministra cuando el gas se calienta a volumen constante.

A continuación se muestra un esquema con los 4 procesos básicos de un motor de ciclo Stirling:

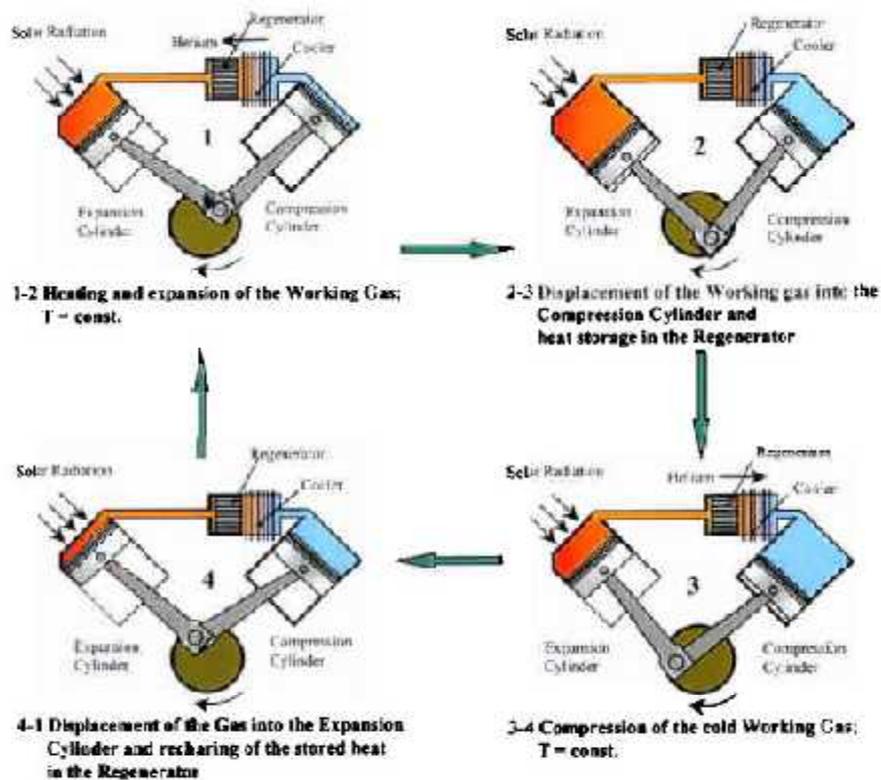


Imagen 22. Esquema que muestra el principio de funcionamiento de un Motor Stirling.

El mejor de los motores Stirling alcanza eficiencias de conversión de energía térmica en eléctrica de aproximadamente el 40%.

El dispositivo de conversión de energía mecánica en eléctrica, depende del motor y de la aplicación:

- Los motores de inducción que se usan en motores Stirling cinemáticos conectados a la red eléctrica de alta tensión, pueden suministrar energía eléctrica alterna monofásica o trifásica, bien de 230 o de 460 v. La eficiencia de conversión está en torno a los 94%
- Alternadores en los que la salida está condicionada a la rectificación (conversión a corriente continua), y más tarde es invertida (mediante un inversor) para producir corriente alterna, se emplean para gestionar desfases entre la salida del motor y la red eléctrica, y ofrecen otras ventajas de operación.

4.4.4 Ventajas e Inconvenientes de la Tecnología de Discos Parabólicos

Según los fabricantes y promotores de sistemas de discos parabólicos con motor Stirling sus ventajas competitivas son las siguientes:

Las características básicas que identifican esta tecnología es su flexibilidad y escalabilidad, sin necesidad de agua y fácilmente instalable en cualquier terreno, siendo posible su hibridación con gas o biomasa. Se caracterizan por:

- Simplicidad y fácilmente instalable
- Admite Hibridación
- Modular (10 kWe)
- Más de 30 años de vida útil
- Mínimo mantenimiento
- Impacto ambiental casi nulo (agua, ruido, etc.)
- Cualquier superficie, no existen requerimientos tan estrictos como en las otras tecnologías en cuanto desnivel máximo del terreno.

Podemos decir que estas ventajas son realmente ciertas, pero los principales inconvenientes que tiene son:

- La incertidumbre tecnológica que presenta, al no haber un abanico de plantas.
- Alto coste específico por kW instalado, debido a la no existencia de fabricantes comerciales de los mismos, lo que hace que su fabricación sea artesanal y aumente el coste de las mismas. .

4.4.5 Aspectos Económicos

4.4.5.1 Coste de Proyecto

A continuación vamos a desarrollar los costes estimados para una planta con tecnología de Discos Parabólicos, en la provincia de Sevilla, sería una planta de 10 MWe de potencia nominal formada por 400 unidades de discos de 25 kW cada uno. La falta de datos de plantas operando comercialmente hacen que estos datos hayan sido estimados a partir de estudios y publicaciones (*Curso sobre "Sistemas Solares de Concentración", unidad discos parabólicos de Félix Téllez Sufrategui, CIEMATPSA, Keck T., Shiel W. "EnviroDish and EuroDish-system and Status", Stuttgart 2003, Datos del Departamento de Energía Americano (DoE). "Overview of solar thermal technologies" www.eere.energy.gov, "Advances in solar thermal electricity technology" de D. Mills, del departamento de física aplicada de la Universidad de Sidney y "Térmica de concentración 06" del CIEMAT*). No obstante cabe destacar una cierta dispersión en los datos obtenidos de las distintas publicaciones.

	Coste (€)	Porcentaje del coste directo
Campo Solar	12.120.050 €	25,33%
Infraestructura de la planta	6.021.050 €	12,59%
Sistema de Conversión de energía solar a térmica	29.698.120 €	62,08%
Costes indirectos	7.175.883 €	
Total coste directo	47.839.220 €	
Total costes	102.297.752 €	
Coste O&M anual	980.900 €	
LEC	0,260 €/kWh_{el}	

Tabla 33. Estimación de costes de una planta 10 MW formada por 400 unidades de Discos parabólicos de 25 kW cada uno

Porcentaje de Coste Directo

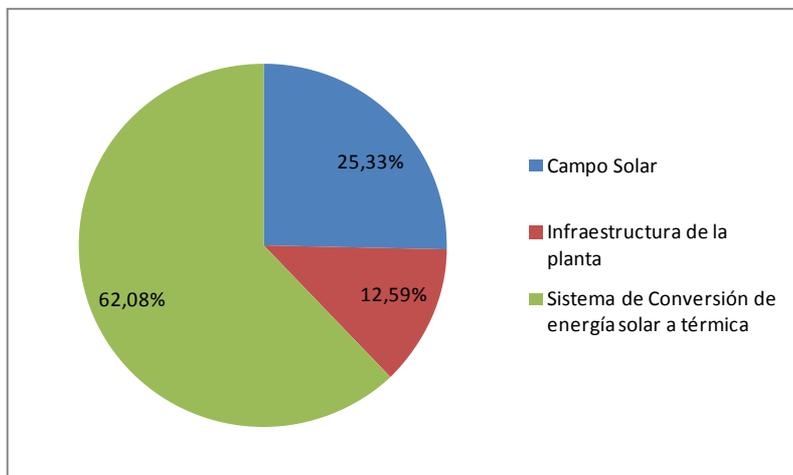


Gráfico 27: porcentaje de los costes en equipos (Discos Parabólicos).

Es importante considerar al evaluar los costes que esta tecnología está todavía en proceso de desarrollo y su grado de madurez es aún menor que el de otras tecnologías, por lo que los números pueden variar significativamente. Lo más interesante de este análisis es la distribución de los costes y la reducción frente a otras tecnologías.

4.4.5.2 Coste desglosado del campo solar

Dentro de las limitaciones debido a la escasez de proyectos en tecnología de Discos Parabólicos y basándonos en la bibliografía y estudios existentes, podemos decir que el desglose del coste del campo solar para esta tecnología es la siguiente:

Elemento	Porcentaje
Espejos	11,00%
Estructuras Metálicas	42,00%
Sistema de posicionamiento	22,00%
Obra Civil	4,00%
Montaje	9,00%
Ensamblaje mecánico	12,00%
Total del campo solar	100,00%

Tabla 34. Estimación del coste desglosado del campo solar

Porcentaje del Coste del Campo Solar Discos Parabólicos

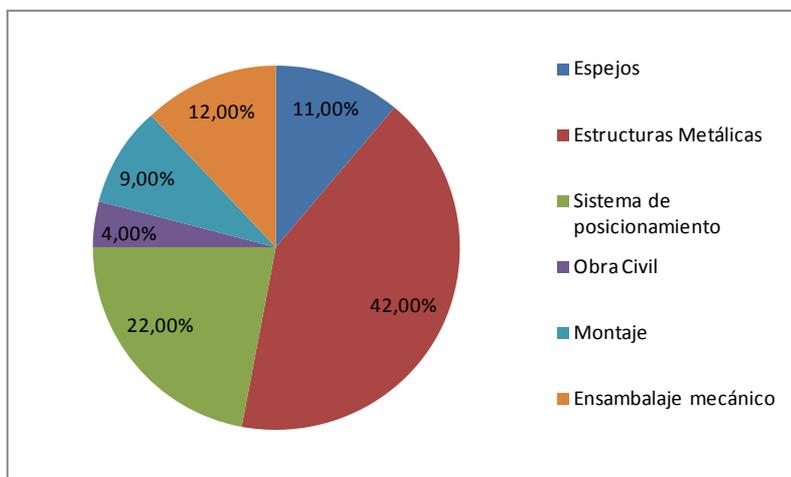


Gráfico 28: Porcentaje del coste del campo solar en Discos Parabólicos

4.4.5.3 Evolución de los costes en sistemas disco Stirling.

A medida que se desarrollaban nuevos prototipos desde los años 80, la tecnología en la que se basaban los sistemas disco Stirling fue modificándose para lograr optimizar los costes y las características operativas del sistema.

A continuación se muestra una Tabla, obtenida de Datos facilitados por la página Web del Departamento de Energía de EEUU, www.eere.energy.gov, y en concreto del documento “*Solar dish engine*” localizable en dicha Web. Nótese que los datos de potencia por módulo se refieren a futuras plantas de producción y no a sistemas aislados; en la que se observan los principales cambios en el diseño de los sistemas disco motor, la tendencia que se espera que sigan durante los próximos años y su influencia en los costes del sistema.

Categoría	Unidades de Medida	Prototipo de los 80 (1997)	Sistemas híbridos (2000)	Sistemas receptores con heat pipe (2010)	Sistemas en serie grandes (2020)	Sistemas en serie grandes (2030)
Tamaño típico de la planta	MW	0,03	1,00	30,00	30,00	30,00
Potencia suministrada por módulo	kW	25,00	25,00	27,50	27,50	27,50
COSTES DE LA INSTALACIÓN						
Concentrador	euro/kW	3066	2044	1132	365	292
Receptor		146	88	66	58	58
70Capacidad híbrida			365	292	237	197
Motor		4015	584	190	73	66
Generador		44	37	33	29	29
Sistema de refrigeración		51	47	29	22	22
Sistema eléctrico		37	33	26	18	18
Equilibrado de la planta		365	310	219	183	175
Subtotal (A)		7723	3508	1978	993	858
Gastos Generales (B)		161	139	110	91	80
Costes de Ingeniería= 0,1 x (A + B)		788	365	209	109	93
Coste Total de la Planta	euro /kW	8672	4011	2297	1193	1031
Inventario Material	euro /kW	88	44	9	4	4
Costes de arranque		256	51	26	15	13
Inventario Financiero		146	29	9	3	3
Alquiler del terreno (11,86 eu/Ha)		19	19	19	19	19
Capital Total Requerido		9180	4154	2359	1234	1071
Capital Total Requerido sin sistema Híbrido		9180	3789	2067	996	874
COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO						
Personal	Cent.	6,6	1,5	0,9	0,4	0,4
Material	Euro/kWh	8,8	1,2	0,8	0,4	0,4

Total		15,3	2,7	1,7	0,8	0,8
-------	--	------	-----	-----	-----	-----

Tabla. 35 Evolución de los costes en sistemas disco Stirling.

En líneas generales se observa que los costes se reducirán a medida que se optimice el sistema, cuestión que depende totalmente de su comercialización. También es de destacar que los costes más importantes se reparten entre el concentrador, el receptor y el motor

4.4.5.4 Análisis de costes en sistemas disco Stirling de última generación

La tecnología de los discos parabólicos Stirling se ha desarrollado lentamente en los últimos treinta años con un desarrollo algo desigual entre el concentrador, que se ha optimizado (en prestaciones/coste), y el motor Stirling.

Las dos barreras que han impedido el despegue comercial de esta tecnología han sido el alto precio del disco colector-concentrador-dispositivo de seguimiento solar y la falta de una industria de motores Stirling de escala adecuada para estas tecnologías solares. El coste actual del sistema disco Stirling es de 8.000 € por kilovatio eléctrico, siendo los componentes de mayor coste específico (y por tanto los de mayor potencial de reducción) el disco concentrador y el motor Stirling.

Por otro lado, la durabilidad y fiabilidad de los motores Stirling cinemáticos solarizados es, hasta la fecha, insuficiente lo que provoca disponibilidad reducida del sistema y altos costes de operación y mantenimiento.

Varios discos Stirling se han ensayado extensivamente en los últimos treinta años. En dichos ensayos se han acumulado decenas de miles de horas de experiencia. A pesar de la existencia de diversos prototipos en el mundo, el presente estudio se ha centrado de manera mayoritaria en el sistema EuroDish. Dicho sistema, de 10 kW de potencia, está en operación en varios países (España, Italia, Alemania, Francia e India).

En base a las estimaciones de varios diseñadores y fabricantes, el estudio Ecostar estima que la producción en serie de unas 3.000 unidades, requeridas en una instalación centralizada de producción eléctrica de 50 MW, podría reducir un 40 % los costes del sistema disco Stirling hasta unos 4.700 € / kWe. Se estima además, que la disponibilidad y los costes mejorarían significativamente durante la fase de comercialización.

Hasta la fecha se han diseñado prototipos que funcionan con potencias entre 10 kW y 50 kW, que se encuentran instalados en centros de investigación españoles, alemanes, americanos, etc. Estos sistemas que funcionan perfectamente en estos emplazamientos, resultan en la actualidad más costosos que el resto de tecnologías para ser considerados a la hora de promover grandes plantas. Tienen a favor el hecho de ser sistemas modulares.

Como principal incertidumbre de esta tecnología para grandes plantas en la actualidad está la vida útil de los motores Stirling, que se ha de esperar en torno a las 30.000 horas a plena

potencia, como resultado de la operación de una central durante 15 años, pero sometidos además a continuos arranques y paradas diarios.

4.4.6 Mejoras Técnicas para Reducir Costes

Los logros que se están alcanzando hoy en día (hibridación, optimización de procedimientos de arranque y control, etc.) hacen prever unos costes de generación inferiores a 0.12-0.17 €/kWh a corto plazo. No obstante, pese al enorme potencial a largo plazo de esta tecnología, debido a sus elevadas eficiencias y su modularidad, la limitación en cuanto a su potencia unitaria (inferior a 25 kW) obstaculiza muchas aplicaciones que pretenden la producción eléctrica a gran escala. Así, tienen su aplicación más obvia en la producción de electricidad para autoconsumo en lugares aislados donde no llegue la red eléctrica (bombeo de agua en pozos, suministro de electricidad a núcleos de viviendas rurales, etc.), donde cabe esperar que puedan competir con sistemas ya comerciales como los fotovoltaicos o los generadores diesel.

En la actualidad se han realizado nuevos sistemas que no dejan de ser experimentales, necesarios para alcanzar un producto comercial, principalmente en EE.UU.:

- El desarrollado por SES con un motor Stirling de 25 kWe, concentrador con 82 facetas de diferentes curvaturas y motor de 4 cilindros, que ha conseguido el mejor rendimiento del momento
- El desarrollado por Infinia, con un motor de 3 kWe, que se presenta como alternativa a la tecnología fotovoltaica
- En Alemania se han seguido realizando avances sobre el motor Stirling de 10 kWe, principalmente por la empresa SBP.

Principales líneas actuales de I+D.

Por ahora la compañía alemana SOLO ha comenzado la producción de pequeñas series de motores Stirling no solo para la producción de electricidad sino, también, para cogeneración.

El desarrollo de una industria de micro-turbinas en la última década ha abierto el camino a la opción de sustituir el motor Stirling por una turbina de gas (ciclo Bryton), utilizando parte de combustible fósil y parte solar. Estas pequeñas turbinas (30-100 kW) parten de una industria ya muy madura que ha demostrado una alta fiabilidad. Su eficiencia ha crecido tras los últimos desarrollos en recuperadores de alta temperatura, alternadores de alta velocidad, rotores cerámicos, etc. La eficiencia de conversión calor-electricidad de estas turbinas está por encima del 30%, aun menor que la de los motores Stirling.

Las líneas de investigación orientadas a la reducción de costes, están actualmente abordando la simplificación constructiva del concentrador, la mejora de eficiencia óptica del concentrador y del sistema de seguimiento solar (en dos ejes), el incremento del área del colector-concentrador (pasando de unos 100 m² a unos 400 m²) y la sustitución del motor Stirling por una micro turbina de gas con recuperador y solarizada.

La reducción del coste del kWh eléctrico estimada con el conjunto de innovaciones mencionadas podría conducir a unos 0'12 €/kWh para una planta de producción centralizada y a unos 0'25 €/kWh para discos aislados. Mayores reducciones de coste ocurrirán con el pleno desarrollo del mercado.

La naturaleza modular de los sistemas disco-generador ofrece la flexibilidad de adaptar la potencia eléctrica a la demanda, siendo esta una de las principales bazas que cuentan a favor de este tipo de sistemas solares.