



# Capítulo 1:

## Introducción

### 1.1. Sistemas de producción de energía

Para la Física, la energía es la capacidad potencial que tienen los sistemas para producir trabajo o calor, y se manifiesta mediante un cambio. Por lo tanto, la energía es y ha sido de vital importancia para el desarrollo y evolución de la especie humana, que ha utilizado las fuentes de energía a su alcance para obtener trabajo o calor.

Existen distintos tipos de sistemas de producción de energía. Se expondrán con carácter general para mostrar el amplio sector de los sistemas de producción de energía en la situación actual, entre los que se encuentran las plantas termosolares de receptor central.

Se realiza una clasificación inicial según su finitud, entre las que se encuentran:

- Energías no renovables.
- Energías renovables.

Las energías no renovables son finitas, es decir, su consumo disminuye las existencias disponibles. Las energías renovables tienen su origen en la energía

## Estudio Técnico-Económico de una Central Termosolar con Tecnología Fresnel



procedente del Sol y se disipan a través de los ciclos naturales. Entre las energías no renovables se distinguen los combustibles fósiles y nucleares, mientras que todas las restantes se engloban dentro de las energías renovables. Así, se muestra una nueva clasificación más detallada:

- Energías fósiles
- Energía nuclear
- Energías renovables.

A continuación se desarrollará brevemente cada uno de estos tipos de producción de energía.



### **1.1.1. Energías fósiles**

Las energías fósiles proceden de grandes cantidades de materia orgánica que se acumularon en grandes cavidades, fondo de ciénagas y mares poco profundos. Así, fueron sepultadas por capas de sedimentos donde se encontraban sometidos a grandes presiones y temperaturas durante millones de años. Se distinguen el carbón, petróleo y gas natural. Común a estos tres tipos de energías fósiles, existen una serie de ventajas e inconvenientes:

- Ventajas:
  1. Fácil accesibilidad y extracción.
  2. Más económica que las demás fuentes.
  3. Elevado rendimiento y usos de los productos.
  4. Facilidad de almacenamiento y transporte.
  
- Inconvenientes:
  1. Producción de gases tóxicos y de gases que provocan el efecto invernadero.
  2. Son energías no renovables, por lo que sus reservas están disminuyendo continuamente, cada vez a un ritmo mayor.
  3. A medida que se agotan aumenta su precio, factor que marca el desarrollo de los países.



## **Carbón**

Se trata del primero de los combustibles fósiles en explotarse y durante muchos años constituyó la base del sistema energético de los países industrializados.

El carbón es una roca sedimentaria que contiene entre un 40% y un 90% de carbono en peso. Los métodos de extracción del carbón son: subterráneas y a cielo abierto.

Sus reservas son mucho más abundantes que las del petróleo o las del gas natural y están distribuidas de forma más homogénea por el mundo. Las principales ventajas son: es un material abundante, es seguro (es estable y por lo tanto seguro para su transporte, almacenamiento y utilización), es limpio (usando las tecnologías de combustión de carbón pulverizado, carbón gasificado o de lecho fluidizado se puede quemar carbón reduciendo la aparición del  $\text{NO}_x$ ) y es económico (es competitivo a nivel mundial para la generación de electricidad).

Las principales desventajas son: su difícil extracción, la dificultad de una combustión limpia y eficiente y su poder calorífico, que es inferior al de los otros combustibles fósiles (oscila entre 8 y 30 MJ/kg).

Entre sus aplicaciones más frecuentes destaca la generación de electricidad en centrales, en la industria siderúrgica y en la fabricación de cemento.

## **Petróleo**

Compuesto químico de origen orgánico que se extrae de la superficie terrestre, cuya composición es una mezcla de hidrocarburos. Los hidrocarburos están formados por carbono (siendo la composición media del petróleo un 85%), hidrógeno (12%) y oxígeno, nitrógeno y azufre (3%). Una de las ventajas más importantes es su gran poder calorífico, en torno a 42 MJ/kg.

El petróleo en bruto no tiene utilización, sino sus derivados que se obtiene por su refinamiento, ofreciendo una amplia variedad de productos, entre los que destacan la gasolina, el queroseno, el asfalto, etc.

El petróleo es la fuente de energía más importante de nuestra sociedad y economía actual. Es el recurso natural no renovable que aporta el mayor porcentaje del total de la energía que se consume en el mundo. Además de las distintas aportaciones de sus productos que se emplean a diario en la vida cotidiana.



## **Gas natural**

Su principal constituyente es el metano, que oscila entre el 75% y el 95% del volumen de la mezcla. Se encuentra mezclado con otros hidrocarburos gaseosos (etano, butano y propano) y partículas (de nitrógeno, dióxido de carbono, helio y argón), cuyas proporciones son inferiores a las de metano. El gas natural tiene un gran poder calorífico, alrededor de los 40 MJ/kg .

El gas natural se utiliza para la producción de energía térmica directa (calefacción, etc.) y en las plantas de producción de energía eléctrica de ciclo combinado. Como combustible se emplea por su gran poder calorífico, por ser su combustión regulable y limpia, produciendo escasa contaminación. De ahí su continua investigación como fuente energía en motores alternativos, por ejemplo. Como materia prima se usa para la fabricación de amoniaco, metano y las materias primas de la industria petroquímica.



### **1.1.2. Energía nuclear**

Es aquella fuente de energía que se libera como resultado de una reacción nuclear. En el año 2000 representaba casi el 20% de la electricidad que se producía.

Es la que presenta mayor polémica (aunque no emita CO<sub>2</sub> a la atmósfera), por ello su crecimiento se ha visto detenido en Europa y Norteamérica.

La reacción nuclear implica cambios en los átomos en dos formas distintas:

- La fisión nuclear: de forma sencilla, el procedimiento consiste en que un átomo de un elemento determinado se rompe, fisión, al recibir un neutrón adicional, para producir dos átomos más pequeños liberando energía térmica y dos o tres neutrones capaces de inducir la fisión de otros núcleos adicionales. Con el calor producido se calienta agua, que al evaporarse mueve las turbinas y que generan energía eléctrica. La mayor parte de los reactores nucleares son de este tipo de reacción y emplean uranio 235 y 238. El resultado es una energía limpia. El principal inconveniente son los residuos que se generan que si no se trata con seguridad podrían generar situaciones catastróficas.
- La fusión nuclear: Es la fuente de la gran cantidad energía emitida por el Sol y las estrellas. El principio básico es la unión, fusión, entre los núcleos de isótopos atómicos. En el proceso se liberan grandes cantidades de energía. Actualmente no es una fuente de energía viable comercialmente. Es una energía limpia que genera una cantidad muy pequeña de residuos.



### **1.1.3. Energías renovables**

Las energías renovables son aquellas que se producen de forma continua y son inagotables. Todas ellas tienen su origen en el Sol. El Sol genera calor que provoca en la Tierra las diferencias de presión que dan lugar a los vientos (energía eólica), ordena el ciclo del agua (energía hidráulica), sirve para que las plantas puedan realizar la fotosíntesis, vivir y crecer (biomasa), etc. Y así con todas ellas que se detallarán a continuación.

Las principales ventajas de las energías renovables son:

- No producen emisiones de CO<sub>2</sub> y otros gases contaminantes a la atmósfera.
- No generan residuos de difícil tratamiento.
- Son inagotables.
- Son autóctonas.
- Evitan dependencia con el exterior.
- Han permitido a España desarrollar tecnologías propias.

Los distintos tipos de energías renovables son: solar, eólica, hidráulica, biomasa, marina, geotérmica y otras fuentes secundarias de energía, como el hidrógeno. El funcionamiento general de cada uno se explica a continuación:

#### **Energía solar**

La energía solar es la energía radiante producida en el Sol como resultado de reacciones nucleares de fusión. Llegan a la Tierra en cuantos de energía llamados fotones. La cantidad de energía que se recibe del sol anualmente se estima en 1,49 x 10<sup>18</sup> kWh.

Se trata de una energía limpia que procede de una fuente inagotable. Las principales desventajas de la energía solar son que el nivel de radiación fluctúa de una zona a otra y de una estación del año a otra, y que para conseguir energía solar a gran escala se necesitan grandes zonas de terreno.

Las formas de aprovechamiento de la energía solar son dos:

- Energía solar fotovoltaica.
- Energía solar térmica.

## **Energía solar fotovoltaica**

Una instalación de este tipo tiene como objeto producir electricidad directamente a partir de la radiación solar. El elemento principal de estas instalaciones son los módulos fotovoltaicos, que están formados por células solares asociadas entre sí para ofrecer las condiciones eléctricas requeridas para la aplicación de que se trate. Las células solares son las encargadas de la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica en forma de corriente continua.

En la Figura 1 observamos paneles fotovoltaicos de una planta comercial.



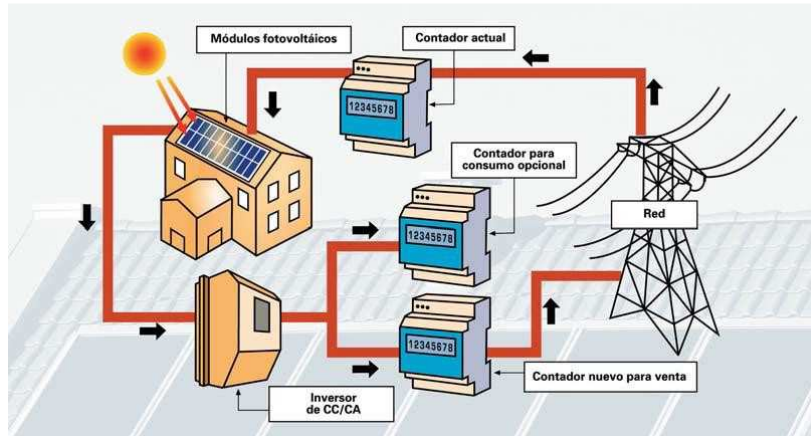
**Figura 1 Paneles fotovoltaicos**

Los módulos no tienen que estar en zonas de sombra ya que éstos no captarán radiación directa, por lo que se estarán infrautilizando. En España, la orientación sur del módulo es la que produce más electricidad y la inclinación óptima es la que coincide con la latitud del lugar menos 10 grados aproximadamente. Asimismo la mayor parte de los campos de captadores solares fotovoltaicos están dotados de sistemas de orientación continua (en uno o en dos ejes) para maximizar la captación de energía solar.

La energía solar fotovoltaica se emplea para aplicaciones tradicionales, como el suministro eléctrico en emplazamientos de difícil acceso para la red eléctrica o áreas de difícil abastecimiento; aplicaciones conectadas a la red, a través de centrales de potencia; y aplicaciones singulares, como en los satélites artificiales.



Un esquema del funcionamiento de este tipo de energía es el que muestro en la Figura 2:



**Figura 2 Esquema de funcionamiento de los paneles fotovoltaicos**

## Energía solar térmica

La energía solar térmica se basa en el efecto térmico producido por la luz solar. La naturaleza de la energía solar hace posible que el hombre la utilice directamente mediante diferentes dispositivos artificiales que concentran los rayos solares y transfieren la energía a los fluidos que le interesan.

Se distinguen dos clases en función del nivel de temperatura alcanzado:

- $T < 120^{\circ}\text{C}$ .
- $T > 120^{\circ}\text{C}$ .

La energía solar térmica que emplea fluidos a baja temperatura ( $T < 120^{\circ}\text{C}$ ) se obtiene por medio de colectores de placa plana. Su funcionamiento, de forma general, consiste en que estos colectores interceptan la radiación solar en una placa de absorción por la que pasa el fluido portador. Este fluido se calienta al atravesar los canales por transferencia de calor desde la placa de absorción. Así se puede conseguir calentar los fluidos portadores hasta unos  $82^{\circ}\text{C}$  y obtener entre el 40 y 60 % de eficiencia o rendimiento. Las aplicaciones de estos sistemas de colectores son la producción de agua caliente sanitaria y para calefacción.

Un esquema que explica el funcionamiento de colectores de placa plana es el que se muestra en la Figura 3.

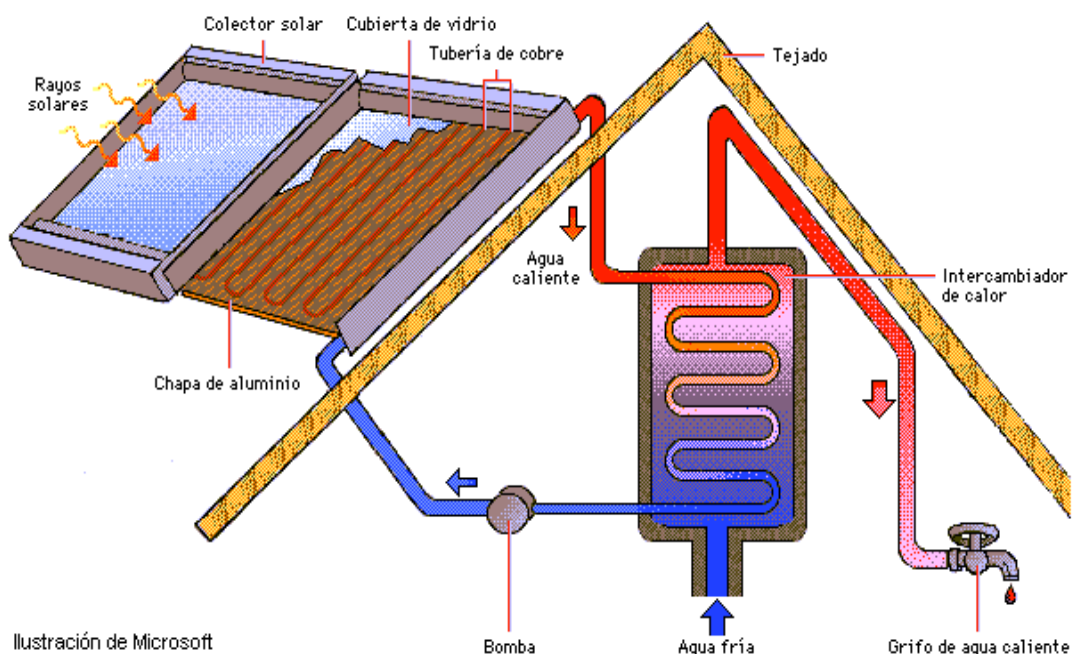


Figura 3 Esquema de funcionamiento de colectores de placa plana

Los sistemas que emplean trabajan con fluidos a temperaturas superiores a los 120°C son los denominados “Sistemas Termosolares de Concentración” (STSC), que utilizan la tecnología basada en la transformación de la componente directa de la radiación solar en energía térmica a alta temperatura, y esta energía térmica en electricidad y/o calor, bien para su utilización inmediata o bien como energía almacenable en forma de calor o en forma química. En todos los casos, se emplean concentradores basado en espejos o lentes.

Todos los tipos de sistemas que emplean estas tecnologías son lo que se muestran en la Figura 4

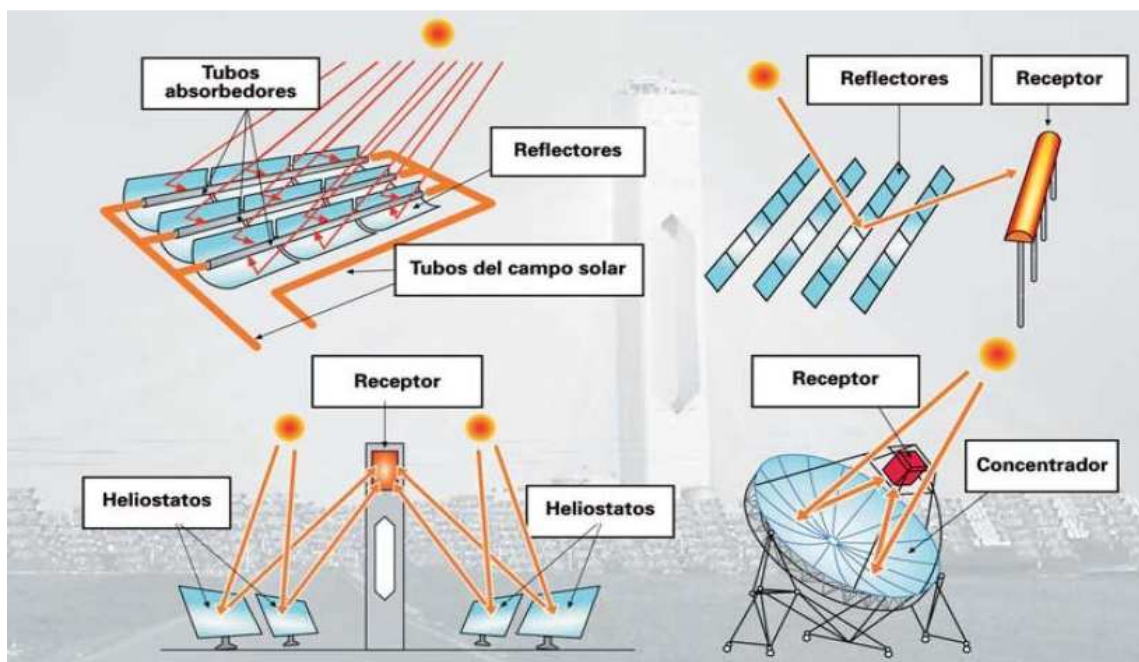


Figura 4 Principales tecnologías de concentración, CCP, CLF, RC y DP

## **Energía eólica**

El viento es consecuencia de la radiación solar. La diferencia de radiación solar entre unos puntos y otros de la Tierra genera diferentes áreas térmicas provocando diferencia de densidad de aire, lo que se traduce en diferencias de presión. Así, el aire, como todo gas, se mueve de las zonas de alta presión a las de baja presión, provocando el desplazamiento que origina el viento.

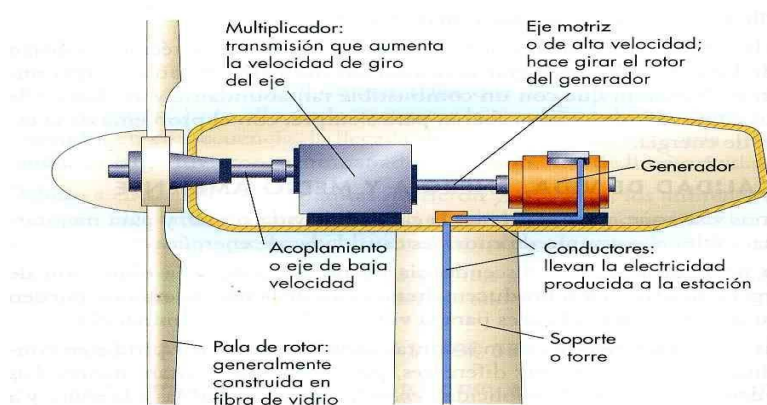
Para el aprovechamiento de la energía eólica se emplean aerogeneradores. El viento mueve las hélices de los aerogeneradores y mediante un sistema mecánico se hace girar el rotor de un generador que produce electricidad. Para que su instalación resulte rentable, se suelen agrupar en parques eólicos, como se muestran en la Figura 5.



**Figura 5 Aerogeneradores**

Para aprovechar la energía eólica es importante conocer las variaciones diurnas y nocturnas y estacionales de los vientos, la variación de la velocidad del viento con la altura sobre el suelo, la entidad de ráfagas en espacios breves de tiempo y máximos valores ocurridos en series históricas de datos.

La Figura 6 muestra un pequeño esquema del funcionamiento de los aerogeneradores:



**Figura 6 Esquema de funcionamiento de aerogeneradores**

## **Energía hidráulica**

Su origen es el Sol porque es el que actúa sobre el ciclo hidrológico. Consiste en aprovechar la caída del agua desde una cierta altura. Así, la energía potencial durante la caída se convierte en energía cinética. El agua pasa por las turbinas a gran velocidad, provocando un movimiento de rotación que por medio de unos generadores, se transforma en electricidad.

El aprovechamiento de la energía hidráulica se realiza en ríos, donde se construyen presas que regulan y conducen el caudal para su mejor explotación. Esto produce un gran impacto ambiental en la naturaleza (en la fertilidad de la tierra, fauna y flora), pero evita posibles desbordamientos de los ríos.

La Figura 7 muestra una presa donde se aprovecha la energía hidráulica.



**Figura 7: Presa**



## **Biomasa**

La biomasa es toda sustancia orgánica renovable de origen tanto animal como vegetal. La energía de la biomasa proviene de la energía que almacenan los seres vivos. Los vegetales al realizar la fotosíntesis, utilizan la energía del Sol para formar sustancias orgánicas. Después los animales incorporan y transforman esa energía al alimentarse de las plantas. Los productos de dicha transformación, que se consideran residuos, pueden ser utilizados como recurso energético. La biomasa se clasifica en: biomasa natural, residual seca y húmeda y los cultivos energéticos. De las aplicaciones de la biomasa, destaca los biocombustibles.

Los biocombustibles permiten alimentar los motores que emplean actualmente gasolina y diesel. Los motores de gasolina son propulsados con bioalcoholes y los de diesel con bioaceites.

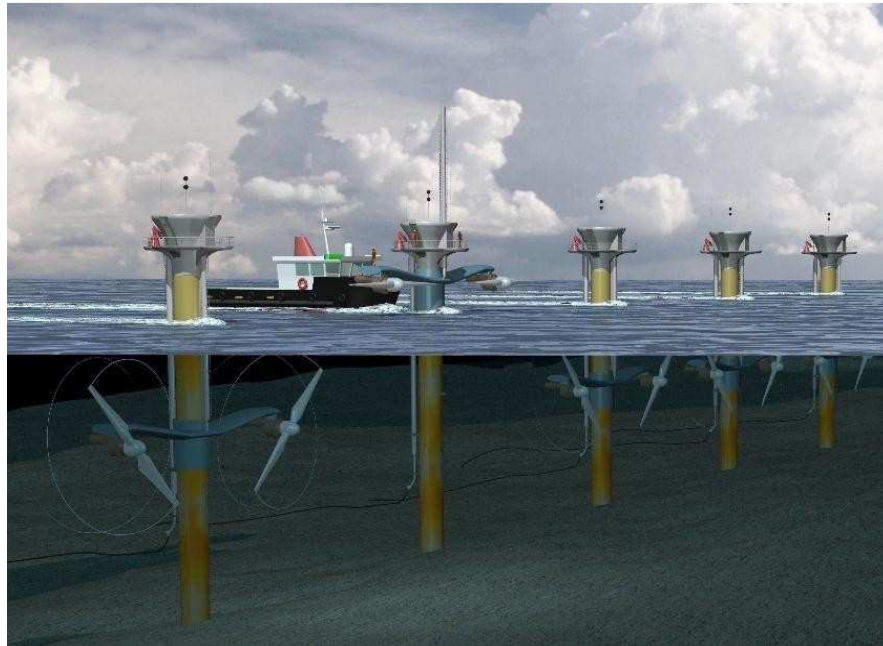


## **Energía marina**

Parte de la energía contenida en la radiación solar que incide sobre la superficie de la Tierra es absorbida por el mar. Como los océanos actúan tanto como sistemas captadores como acumuladores de energía, muestran varios tipos de aprovechamiento de la energía como los gradientes térmicos, corrientes de agua y el fenómeno de las mareas, olas, vientos oceánicos...

En la Figura 8 se muestra uno de estos sistemas de aprovechamiento de corrientes y olas. Así, se pueden clasificar en:

- Energía mareomotriz.
- Energía de las olas.



**Figura 8: Sistemas de aprovechamiento de olas y mareas**



## **Energía geotérmica**

La energía geotérmica es aquella derivada del calor almacenado en el interior de la Tierra. Se podrán alcanzar temperaturas de hasta 4000 °C, disminuyendo a medida que nos aproximamos a la superficie (el gradiente térmico medio es de 3°C por cada 100m).

Actualmente, los depósitos denominados de “alta entalpía” se encuentran entre 500 y 1000 m de profundidad, y su temperatura se sitúa entre los 150°C y 300°C. La forma de extraer la energía térmica del yacimiento es por medio de un fluido que pueda circular por las proximidades, calentarse y volver a la superficie para que pueda ser aprovechado. Sus aplicaciones dependen del estado en el que se encuentre el fluido, vapor o mezcla. Según de donde se pueda aprovechar la energía, aparece una clasificación de los sistemas de obtención de energía geotérmica:

- Sistemas hidrotérmicos.
- Sistemas geopresurizados.
- Sistemas de roca caliente.

## **Fuentes secundarias de energía: el hidrógeno**

El hidrógeno no es una fuente de energía primaria. Su principal característica es la de almacenamiento energético. Este hecho permite que sea empleado como combustible para motores de combustión interna, turbinas, etc., y como alternativa a dispositivos como las baterías eléctricas, en el caso de las pilas de combustible.





## Capítulo 2:

# Historia, actualidad e impacto ambiental de la Energía Termosolar

### **2.1. El papel de la termosolar en el mix de la generación eléctrica.**

El crecimiento de la sociedad a nivel mundial a lo largo de la historia ha provocado una demanda energética cada vez mayor. Los hechos históricos destacables que han marcado esta evolución son los siguientes: en 1780 comenzó la revolución de la máquina de vapor, en 1839 la revolución del ferrocarril tuvo lugar y en 1899 aconteció la revolución ocasionada por el descubrimiento de la electricidad.



Hoy en día se cuestiona si los recursos fósiles existirán más o menos tiempo, pero, si hay una idea clara y asentada, es que este tipo de recurso es limitado a pesar de que el desarrollo de nuevas tecnologías, permita encontrar yacimientos que anteriormente no eran tecnológicamente accesibles.

A nivel mundial la sociedad se está concienciando de la problemática ocasionada por el cambio climático debido al incremento de gases de efecto invernadero ( $\text{CO}_2$ ) generados a partir de la quema de combustibles fósiles.

Desde 1972 la ONU plantea en Estocolmo el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) como organismo encargado de coordinar las actividades relacionadas con el medio ambiente, asistiendo a los países en la implementación de políticas medioambientales adecuadas así como a fomentar el desarrollo sostenible.

Otro hito importante en este ámbito es el Protocolo de Kyoto, en 1997, que tiene por objetivo reducir las emisiones de tres gases que causan el calentamiento global: dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), gas metano ( $\text{CH}_4$ ) y óxido nitroso ( $\text{N}_2\text{O}$ ), además de otros tres gases industriales fluorados: Hidrofluorocarbonos (HFC), Perfluorocarbonos (PFC) y Hexafluoruro de azufre ( $\text{SF}_6$ ), en un porcentaje aproximado de al menos un 5%, dentro del periodo que va desde el año 2008 al 2012, en comparación a las emisiones al año 1990.

La última cumbre internacional sobre el cambio climático fue en Copenhague en 2010. Todas estas cumbres internacionales que se han ido aconteciendo a lo largo de la historia tienen como objetivo el desarrollo sostenible a nivel mundial en el que la energía es un elemento esencial para el bienestar del ser humano y para todas las actividades productivas.

Las nuevas tecnologías energéticas han jugado un papel fundamental en el reciente y acelerado desarrollo económico mundial potenciado si cabe por el ineficiente sistema energético vigente. El crecimiento de los países emergentes, responsable desde 1995 del 90% de incremento en el consumo energético, plantea nuevos problemas de alcance global, como los relativos al cambio climático, además de agudizar la preocupación por la seguridad de abastecimiento.

Las nuevas fuentes de energía generarán reestructuraciones económicas a escalas regional y global y estas fuentes han de ser respetuosas con el medio ambiente. Como respuesta a la problemática del abastecimiento energético global tan sólo cabe una respuesta y ésta es el empleo de energías renovables.

Ante esta solución surge la pregunta de cuál será el coste del empleo de esta tecnologías. En el año 2011 las primas recibidas en España por las instalaciones de generación eléctrica con energía renovable fue de 4.600 M€, habiendo generado el 25% de la electricidad.

Las primas a las renovables son además en cualquier caso inferiores a lo que costó la moratoria nuclear, las ayudas históricas y actuales al carbón nacional, los llamados costes de transición a la competencia o CTC que cobraron las compañías eléctricas cuando se inició el proceso de liberalización, así como muy inferiores a las ayudas recibidas por las energías fósiles para infraestructuras y exploración o las ayudas para la generación de electricidad que reciben las energías fósiles en muchos países del mundo.

Las Energías Renovables en el contexto energético mundial tienen un potencial físico ilimitado como demuestra la figura 9 en la que se observa como la radiación solar tiene un potencial 1800 veces superior al consumo actual de energía primaria mundial.

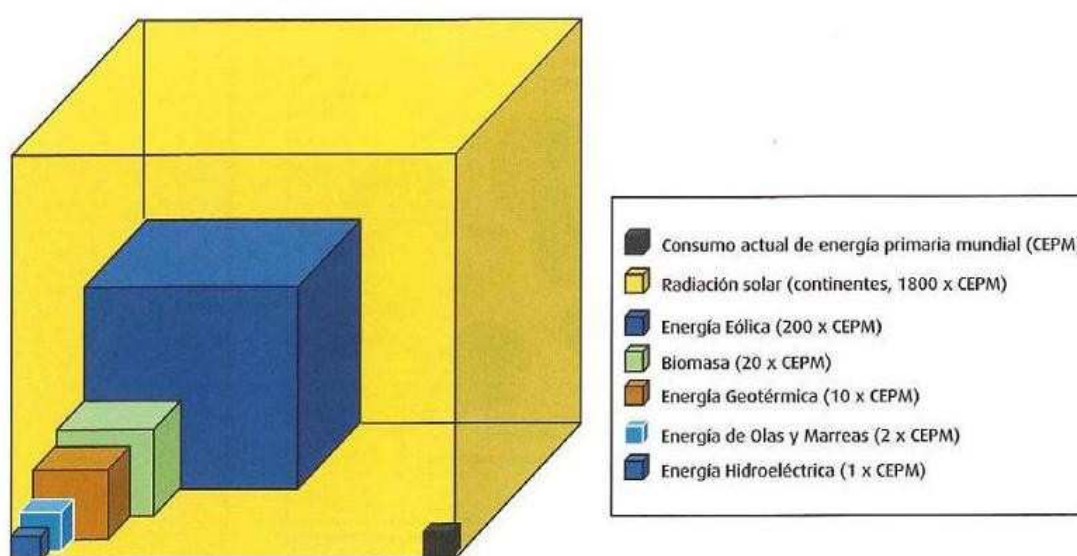


Figura 9: Energías renovables en el contexto energético.

La tecnología termosolar, a diferencia de otras tecnologías de generación “fluyentes” como la fotovoltaica o la eólica, es gestionable mediante sistemas de almacenamiento térmico o hibridación y debe, por tanto, jugar un papel muy importante en el futuro mix de generación si se quiere apostar decididamente por la reducción de emisiones en el sector eléctrico ya que esas otras tecnologías fluyentes necesitarán siempre un apoyo de otras fuentes y, si no se implementa, una importante potencia en tecnologías renovables gestionables como es la termosolar, el back up de la eólica tendría que proporcionarse con combustibles fósiles.

Como puede verse en la figura 10, España se encuentra situada en una zona relativamente buena de radiación solar aunque hay otras regiones del mundo en donde la radiación directa anual puede alcanzar niveles de un 30% superior. Naturalmente en esas zonas los costes de generación serían mucho menores.

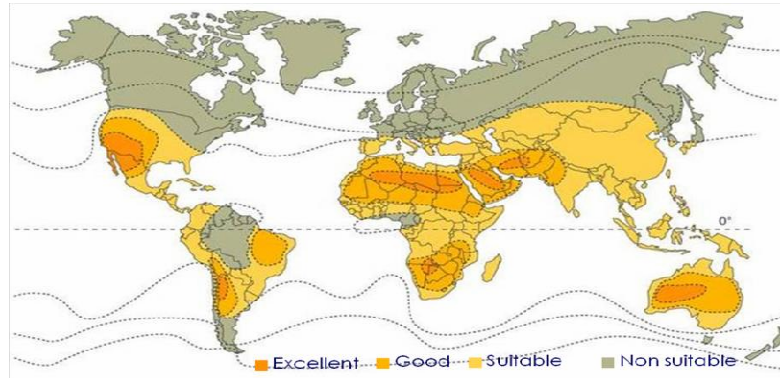
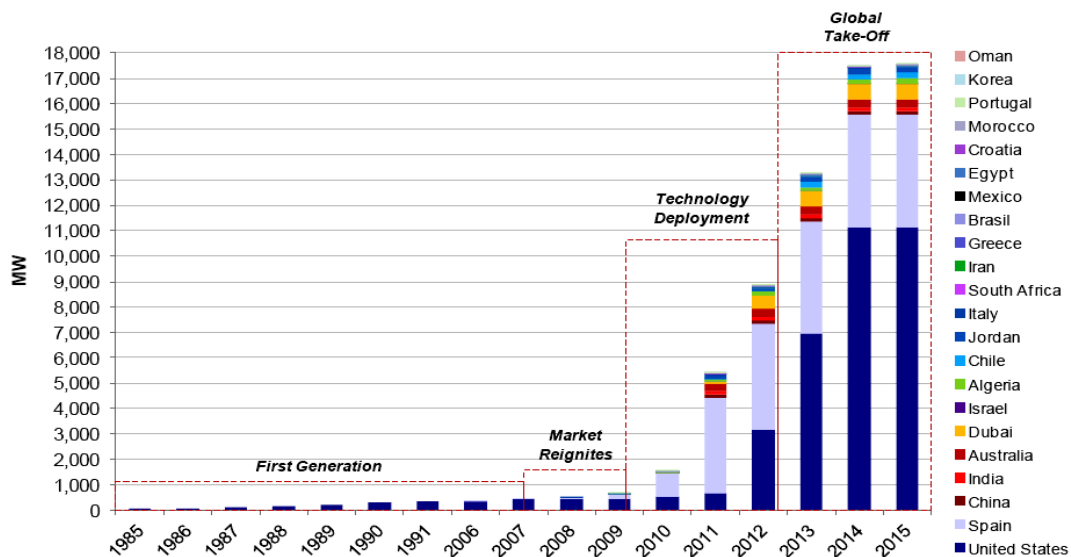


Figura 10. Zonas de insolación en los distintos continentes.

Asimismo las previsiones realizadas por “Global Concentrated Solar Power Markets and Strategies: 2010-2025,” IHS Emerging Energy Research, April 2010, se muestran en la figura 11 en la que España ocupará una potente posición en la generación de electricidad a partir de energía termosolar.



Source: Emerging Energy Research

Figura 11. Previsión de la evolución de la potencia instalada por países hasta 2014

Al gráfico de referencia de la consultora se le ha añadido la expresiva imagen que muestra “la larga y oscura noche termosolar” conocido como el periodo comprendido entre la última de las plantas SEGS de California conectadas a red en el año 1991 y la entrada en operación de la planta PS-10 de Abengoa en 2007.

## **2.2. Desarrollo histórico de la energía termosolar**

El desarrollo de tecnologías de energías renovables recibió un impulso determinante a finales de los 70, cuando, a la vista de los efectos sobre la economía de las bruscas subidas de los precios del petróleo, los países industrializados decidieron impulsar la investigación en las tecnologías de aprovechamiento de las energías renovables.

En lo relativo a las centrales solares termoelectricas la Agencia Internacional de la Energía promovió el proyecto SSPS con la participación de 9 países, incluido España, que ofreció unos terrenos en el desierto de Tabernas (Almería) para la construcción de las dos plantas con dos distintas tecnologías (torre y canales parabólicos).

España, al igual que otros países (EE.UU. Italia, Francia, Japón y Rusia) también acometió un proyecto de una central piloto propia, ubicándola en el mismo emplazamiento. De esta forma se consiguió que tanto las empresas españolas como las universidades y los centros de investigación pudiesen participar, en colaboración internacional y con iniciativas propias, en este nuevo sector tecnológico que, a la postre se ha revelado tan importante para la sostenibilidad y estabilidad futura de los sistemas eléctricos de países con recurso solar.



**Figura 12: Plantas de principios de los 80. España, USA, Francia, Italia y Japón**

Aquel paraje baldío de “Los Retamares” sería conocido desde entonces como la Plataforma Solar de Almería (PSA) y se convertiría en el centro de investigación de las tecnologías solares termoelectricas más importante del mundo.

Inicialmente se construyeron en la PSA tres centrales, la de receptor central (CRS) y la de receptor distribuido (DCS), dentro del programa SSPS de la AIE, junto a la CESA 1 de receptor central, totalmente española. En las dos centrales internacionales la industria española también contribuyó activamente en tareas de

## Estudio Técnico-Económico de una Central Termosolar con Tecnología Fresnel



diseño a nivel sistema y en el desarrollo de componentes. Con la participación en estos proyectos, España pasó a integrarse en el grupo de países de vanguardia en la tecnología STE, junto con EE.UU y Alemania.

Ya en 1978 el departamento de energía solar de Construcciones Aeronáuticas, construyó el primer heliostato europeo, el cual se muestra en la figura 13.



**Figura 13: Primer heliostato europeo.**

Este primer prototipo con soluciones avanzadas para la época para las facetas y los mecanismos, está situado a la entrada de la PSA a modo de referencia histórica y bienvenida a los visitantes.

Una diferencia sociológicamente significativa fue la juventud de los ingenieros e investigadores españoles que participaron en los distintos proyectos nacionales e internacionales de aquellos momentos. Muchas de aquellas personas continúan activas en empresas, universidades y centros de investigación del sector, lo que permite a nuestro país contar, en estos momentos, con el capital humano de mayor experiencia acumulada de toda la comunidad internacional.

Las tres centrales de la PSA entraron sucesivamente en operación a partir de 1981. La Figura 14 muestra las tres plantas en funcionamiento en 1982.





**Figura 14: Imagen aérea de la PSA en funcionamiento**

En primer plano están situadas las dos plantas (CRS y DCS) de la AIE y al fondo la central española CESA 1.

Una vez finalizados a principios de los 80 estos primeros proyectos, demostrada la viabilidad de la generación eléctrica con estas tecnologías y aprendidas las lecciones para futuras aplicaciones, dichas instalaciones se utilizaron para el desarrollo y mejora de componentes. Esas instalaciones continuaron siendo gestionadas de forma independiente, las internacionales, CRS y DCS, por un comité con representación de los 9 países, dirigido por Alemania, y la CESA 1 con gestión española propia.

Mientras que en el CRS se probaron nuevos tipos de receptores y de helióstatos, la planta española albergó un ambicioso proyecto hispano-alemán (GAST), dirigido por Interatom en la parte alemana y Asinel en la parte española, con el objetivo de desarrollar los componentes que se utilizarían en una futura central inicialmente prevista en Don Benito (Badajoz). El diseño consistía en utilizar aire presurizado como fluido primario para operar un ciclo combinado con turbina de gas a la salida del receptor. Este concepto está siendo considerado nuevamente como solución avanzada para proyectos de alta eficiencia. El proyecto GAST permitió cubrir los gastos de la parte española durante cuatro años y brindó de nuevo la oportunidad a nuestra industria de seguir participando en primera línea en el desarrollo de la tecnología.

Otra importante consecuencia del proyecto GAST fue que, además de incrementar nuestro acervo con sus resultados tecnológicos, se consiguió resultar adjudicatarios con los helióstatos diseñados en Asinel, frente a empresas alemanas y americanas, del único campo de helióstatos que se ha concursado hasta la fecha a nivel internacional, el del Weizmann Institute de Israel, el cual, tras 25 años desde su instalación, continua en perfecto estado de operación.



La parte internacional pasó a propiedad española en 1986 y a partir de ese momento se negoció el convenio con Alemania que estuvo en vigor desde 1987 hasta hace pocos años y que en 1990 se complementó con la incorporación de la PSA al programa de grandes instalaciones de investigación comunitarias recibiendo una significativa financiación de la U.E. en bases anuales.

Las tres centrales de la PSA dejaron de generar electricidad cuando finalizó su periodo de evaluación y desde entonces, con las circunstancias de gestión y financiación comentadas, se han venido realizando un importante número de experiencias, tanto a nivel de componentes solares como de sistemas. Incluso se han llegado a realizar ensayos de materiales para el sector aeroespacial, como los protectores de los bordes de ataque de las alas y del morro del transbordador espacial HERMES, y en los que el papel de la industria española, de centros de investigación como el CIEMAT y de nuestras universidades, particularmente la de Sevilla, han sido especialmente relevantes, facilitando el que se haya formado la importante cantera de tecnólogos excelentemente cualificados que han llevado a nuestro país a la posición actual de líder mundial en estas tecnologías.

Sin embargo, a mediados de los 80, habiendo podido convertirse España en pionera en la utilización comercial de estas tecnologías, tanto por disponer de un recurso solar suficiente como, sobre todo, por conocimiento, se dejó pasar la oportunidad al aplicarse una política de apoyo a las energías renovables poco acertada.

El sector termosolar despertó recelos desde sus orígenes en determinados responsables de las políticas de promoción a las energías renovables y nunca consiguió los apoyos necesarios para pasar a la etapa de demostración.

Por ello tuvo que ser en California donde construyeron las primeras centrales termosolares, que se muestran en la figura 15, que siguen operativas en la actualidad.



**Figura 15: Centrales SEGS, en Mojave, California.**



## **Estudio Técnico-Económico de una Central Termosolar con Tecnología Fresnel**



Dichas plantas han sido precisamente las que han generado la confianza sobre la fiabilidad de la tecnología a los bancos inversores, permitiendo el despegue producido en los últimos años, a partir de que se dieron en 2004 las condiciones para la promoción de centrales termosolares en nuestro país.

No obstante, hoy en día, gracias a la capacidad tecnológica y al capital humano acumulados a lo largo de estos 30 años de apoyo continuado a la investigación y, muy especialmente, al impulso recibido con el marco tarifario del Régimen Especial, España lidera la tecnología solar termoeléctrica de manera indiscutible a nivel internacional, tanto en cuanto a plantas en operación, cerca de 25 centrales, como en construcción, alrededor de 35 centrales termosolares, así como en adjudicación de concursos llave en mano internacionales en EE.UU, Norte de África y Oriente Medio.



## **2.3. Particularidades de las Centrales Termosolares**

La energía termosolar concentra la radiación solar provocando un calentamiento de distintos materiales a altas temperaturas.

Hoy en día la energía termosolar de concentración conocida a nivel internacional como "CSP" Concentrating Solar Power, aunque más propiamente debería identificarse como "STE"-Solar Thermal Electric, es un hecho comercial, con 354 MW de centrales construidas en el periodo 1984-1991 y que se encuentran operativas en la actualidad, lo cual ha facilitado la confianza de los bancos para la financiación del proceso experimentado recientemente en España.

A partir de 2004 se reavivó el interés por esta tecnología como consecuencia de que la prima que se puso en el Régimen Especial de Producción de Electricidad en España fue, por fin, suficiente para promover las inversiones. En USA también resurgió el interés de algunas compañías eléctricas que necesitaban incluir obligatoriamente las renovables en su mix de generación.

Las plantas de CSP ofrecen una gran flexibilidad. Pueden almacenar la energía solar a través de un barato y efectivo sistema de almacenamiento y utilizar esta energía almacenada para producir electricidad posteriormente. También pueden ser objeto de hibridación en diversas proporciones con la generación de calor de otros combustibles, ya sean de origen fósil o renovable (por ejemplo, a partir de biomasa). Esto da una inusual capacidad de CSP entre las fuentes de energía renovable para proporcionar electricidad fiable, que puede ser enviada a la red cuando sea necesario.

Las plantas de CSP también pueden ser diseñadas para suministrar energía después de la puesta del sol hasta el último pico de demanda de la tarde, o incluso durante todo el día, si la producción de la carga de base es requerida.

Si bien la mayor parte de las plantas CSP serán para las grandes plantas de energía en la red, existen diversos mercados abiertos a las tecnologías CSP a diversas escalas, que van, desde el calor de proceso para la industria, la cocina y la desalinización, a la cogeneración de calefacción, refrigeración y electricidad.

Los combustibles solares son actualmente otro área de investigación avanzada y en desarrollo. Experimentos a pequeña escala han demostrado varios conceptos como la generación termoquímica de hidrógeno mediante diversas vías así como la valorización térmica de otros combustibles. Asimismo experimentos de mayor escala, están actualmente justificados para avanzar en este desarrollo.



A falta de una economía del hidrógeno a gran escala, en la actualidad, el hidrógeno generado con energía solar podría ser mezclado con gas natural (GN) en los oleoductos y redes de distribución, utilizados en las refinerías para limpiar los combustibles líquidos, o parcialmente carbonizado para formar combustibles líquidos para el transporte y otros fines, aumentando así aún más la cuota de la energía solar en el mix energético mundial.

La termosolar es la única tecnología de generación renovable, junto a la biomasa (y la gran hidráulica que no se considera Régimen Especial), que puede contribuir a la estabilidad de la red eléctrica gracias al aporte inercial que proporciona y gracias a que tiene una capacidad de seguimiento de la demanda mediante el almacenamiento o la hibridación, lo que permite gestionar su producción según las necesidades del sistema eléctrico. En el país de mayor radiación solar de Europa la termosolar es la tecnología renovable con mayor potencial de crecimiento.

Además del importante impacto que en términos de energía limpia puede suponer la termosolar en España, esta tecnología representa oportunidades muy interesantes para la industria española, en concreto, las que se crean a partir del Mecanismo de Transferencia Estadística de Energía Renovables 2009/28/CE y del Plan Solar Mediterráneo.

Por una parte, el Mecanismo de Transferencia Estadística de Energía Renovables 2009/28/CE permite a España albergar nuevos proyectos con apoyos económicos exteriores de aquellos países con déficit de fuentes renovables. La normativa contempla la posibilidad del "intercambio estadístico de cantidades determinadas de energía procedente de fuentes renovables de un Estado miembro a otro", restándolo en el emisor y apuntándolo en el receptor para el cumplimiento de sus objetivos. España podría situarse a la cabeza de la exportación energética verde, si cuando se acerque la fecha de 2020 los países europeos tienen necesidad de utilizar los mecanismos de flexibilidad para el cumplimiento de sus objetivos vinculantes

Adicionalmente, el Plan Solar Mediterráneo, proyecto que pretende afrontar el desarrollo sostenible ante el previsible incremento de la demanda energética en la región Euro-Mediterránea y a la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. El plan tiene por objeto la instalación de plantas de energías renovables, mayoritariamente termosolares, en los países del norte de África con una potencia total acumulada de 20.000 MW para 2020.

El Plan Solar Mediterráneo permitirá reforzar el liderazgo tecnológico de la industria española, ya reconocida por las principales potencias en inversión en energía verde, que ya han confiado en empresas nacionales para desarrollar proyectos en su territorio.

## Estudio Técnico-Económico de una Central Termosolar con Tecnología Fresnel



Ya se comentó que desde el punto de vista macroeconómico, la aportación de las energías renovables es muy superior a las primas que reciben ya que si se comparan las primas con los efectos positivos en ahorro en importaciones de petróleo, en evitar emisiones de CO<sub>2</sub> con su correspondiente coste económico, en los impuestos ingresados por la actividad de estas empresas y en el importante volumen de empleo generado y su correspondiente evitación de los subsidios de desempleo, el balance es muy superior a favor de las renovables.

Estos beneficios macroeconómicos tienen un impacto de reducción del déficit público, generación de empleo y mejora del PIB que acaban repercutiendo en toda la sociedad.

Pero, en el caso de la termosolar, esos beneficios macroeconómicos son especialmente destacables ya que los empleos equivalentes año directos para todo el ciclo de fabricación de componentes, ingeniería y construcción son 5.000 por cada planta de 50 MW siendo cerca del 80% de la cadena de valor completa suministrado por empresas españolas.



## **2.4.Situación actual a nivel nacional e internacional.**

### **2.4.1. Situación en España**

#### **2.4.1.1 Cronología**

De forma resumida, la historia de la energía termosolar en España empieza en la Plataforma Solar de Almería en los años 80. Con la llegada del Real Decreto 436/2004 se da un primer impulso al sector. Este Real Decreto, además de asegurar las condiciones económicas para la vida útil de la central, elevó el precio de la energía eléctrica producida.

El impulso definitivo a la energía termosolar se da a partir de la publicación del Real Decreto 661/2007, que favorece la creación de nuevas plantas y del que hablaremos posteriormente.

La última regulación en el sector se hace a través del necesario Real Decreto Ley 6/2009.

El conjunto de plantas inscritas en el registro de pre-asignación de retribución permitirá alcanzar una potencia cercana a 2500 MW en 2013.

España es hoy líder mundial en este sector y las empresas responsables están comenzando a participar en ambiciosos proyectos en muchas regiones del mundo (EE.UU., Norte de África, Oriente Medio, China, India, Australia...).

Además, a esta expansión de la energía termosolar, están contribuyendo también sus mayores fortalezas, como son su gestionabilidad y su capacidad de almacenamiento. Estas son fundamentales para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico español. De esta forma las centrales solares termoeléctricas son capaces de producir energía incluso en horas sin radiación solar y de almacenar energía cuando no existe demanda en la red eléctrica.



### **2.4.1.2 Aspectos legislativos**

Al estudiar las energías renovables, y más concretamente la energía solar termoeléctrica, es necesario analizar cuáles son los motivos de que no se haya apostado decididamente por esta energía limpia y se hayan primado, de un modo u otro, las contaminantes. La respuesta está en los elevados costes iniciales de capital, los mayores riesgos financieros, los tecnológicos y la forma en que ha estado regulado el sector.

Como resultado de las barreras existentes se hace imposible que las tecnologías solares termoeléctricas emerjan sin apoyo público. Por tanto, una legislación que cree incentivos continua siendo necesaria para la competitividad de esta energía limpia, algo que no es exclusivo de las tecnologías solares de concentración. El papel de la administración es regulador. La existencia de barreras en el mercado supone la razón principal por la que las intervenciones políticas son necesarias para el desarrollo de las renovables. La administración debe hacer algo para evitar los efectos nocivos de la producción de energía de modo convencional.

La forma de aplicar estas medidas sería los incentivos a la producción o los acuerdos de compra de energía.

En California, a mediados de los ochenta, un acuerdo con el sector público local, en combinación con incentivos fiscales y de inversión, permitió la construcción de las conocidas plantas SEGS en apenas unos años.

En España hace ya tiempo que funciona el Régimen Especial que prima las actividades energéticas menos contaminantes o renovables. La última de las regulaciones ha sido el Real Decreto 661/2007 de 25 de mayo que incluye, como no podía ser de otro modo, la energía solar termoeléctrica.

#### **2.4.1.2.1 Real Decreto 661/2007**

El Real Decreto 661/2007 regula la producción de energía eléctrica en régimen especial donde se incluyen las renovables, entre ellas la energía solar termoeléctrica. Dota al sector de una cierta estabilidad necesaria para el cumplimiento de los objetivos previstos para el año 2020 tanto a nivel estatal como europeo.

Estos objetivos son bien conocidos por todos pero cabe recordarlos, se trata de la iniciativa 20-20-20.



La Unión Europea deberá reducir los gases de efecto invernadero en, al menos, un 20 % y debe incrementar hasta un 20 % la cuota de energías renovables en el consumo energético de aquí al año 2020.

Hablando de nuestro país, el Real Decreto 661/07 reemplaza y mejora al anterior Real Decreto 436/2004. Sin embargo, se permite que las instalaciones que así lo deseen puedan acogerse a la antigua regulación o se incorporen paulatinamente a la nueva.

En el segundo artículo del RD 661/07 se recoge el ámbito de aplicación del documento. De este modo podrán acogerse al régimen especial las instalaciones de producción de electricidad contempladas en el artículo 27.1 de la Ley 54/1997 de 27 de noviembre. Estas se clasifican en una serie de categorías, grupos y subgrupos en función de las energías primarias utilizadas, tecnologías de producción y rendimientos energéticos. La energía solar termoeléctrica queda recogida en el grupo b.1 al utilizar como energía primaria la radiación solar y en el subgrupo 1.2 debido a que utilizan “únicamente procesos térmicos para la transformación de la energía solar, como energía primaria, en electricidad”.

Por otro lado, en las instalaciones solares termoeléctricas podrán emplearse “equipos que utilicen un combustible para el mantenimiento de la temperatura del fluido transmisor de calor para compensar la falta de irradiación solar que pueda afectar a la entrega prevista de energía” con lo que se abre la puerta a la hibridación de recursos fósiles, principalmente gas natural, y energía solar. Aunque puntualiza el documento que “la generación eléctrica a partir de dicho combustible deberá ser inferior, en computo anual, al 12 % de la producción total de electricidad si la instalación vende su energía de acuerdo a la opción a) recogida en el artículo 24.1 de este real decreto”. Por otro lado, el “porcentaje podrá llegar a ser del 15 % si la instalación vende su energía de acuerdo a la opción b) del citado artículo 24.1”.

El artículo 24.1 recoge los mecanismos de retribución de la electricidad producida en régimen especial y ofrece la elección entre la cesión de la electricidad “al sistema a través de la red de transporte o distribución, percibiendo por ella una tarifa regulada, única para todos los periodos de programación” y la venta “en el mercado de producción de energía eléctrica” recibiendo una prima complementaria.

La tarifa regulada consiste en “una cantidad fija, única para todos los periodos de programación y que se determina en función de la categoría, grupo y subgrupo al que pertenece la instalación, así como de su potencia instalada y, en su caso, antigüedad desde la fecha de puesta en servicio”. La prima a la que se refiere la primera opción del artículo 24 supone una “cantidad adicional al precio que resulte en



el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación”.

Por otro orden de cosas, el RD661/07 establece como objetivo para la potencia instalada del subgrupo b.1.2 un valor de 500MW. Este supera ampliamente los 200MW del RD 436/04, una cifra a todas luces insuficiente.

#### **2.4.1.2.2 Real Decreto Ley 6/2009**

Ante la rapidez con que se van alcanzando los objetivos de potencia instalada marcados en el Real Decreto 661/07 y con el fin de frenar la especulación, el Ministerio de Industria incluyó nuevas condiciones para que las plantas termosolares se pudiesen incluir en el régimen especial. Estas condiciones se plasman en el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

Este nuevo RDL obliga a que las instalaciones sean incluidas en un registro de pre-asignación. Para ello se exigen varias condiciones, siendo las siguientes las más representativas:

- Disponer de recursos económicos propios o ajenos para acometer el 50% de la inversión de la instalación.
- Alcanzar acuerdos de compra con proveedores de equipos por un importe de al menos un 50% del coste total de todos los equipos de la planta.
- Depositar un aval de 100€/kW (esto es, 5M€ para una termosolar de 50MW).
- Disponer de varios permisos y licencias críticos (licencia de obras de la administración local, punto de conexión en la red de transporte, punto de suministro de gas, informe favorable de aprovechamiento de agua).

La lista se confecciona por orden cronológico hasta cubrir el cupo, teniendo en cuenta para dicho cálculo la fecha más reciente de la documentación de cada petición.

Este Real Decreto Ley también hace referencia a otros aspectos del mercado energético. Entre sus capítulos podemos destacar: la financiación del déficit de tarifa, las bonificaciones en las facturas domésticas y la financiación en la gestión de residuos radiactivos.





#### **2.4.1.2.3 Real Decreto 1565/2010.**

El Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial no genera grandes cambios en sus predecesores.

Si contiene puntos interesantes para energía solar termoeléctrica, como el contenido en su disposición adicional tercera, que anuncia la posibilidad de establecer un régimen económico específico para instalaciones innovadoras de este tipo de tecnología. Esta disposición establece también, para plantas lo suficientemente innovadoras, una potencia techo de hasta 80 MW, superando de esta forma el techo de 50 MW establecido en el RD 661/2007 para instalaciones de régimen especial.

Otros puntos a tener en cuenta de este Real Decreto son:

- Obligatoriedad de funcionamiento de las plantas de en la opción de tarifa regulada durante su primer año de operación.
- Retraso en la entrada en operación de las plantas termosolares con respecto a la fecha prevista en la ordenación de los proyectos inscritos al registro de pre-asignación del RD 6/2009, lo que supondrá un ahorro para el sistema por diferimiento de costes.
- Limitación del número de horas equivalentes de funcionamiento con derecho a prima de las instalaciones, que van desde las 2350 horas equivalentes/año para la tecnología de disco Stirling hasta las 6450 horas equivalentes/año de las plantas de receptor central con capacidad de almacenamiento de 15 horas.

La Asociación Española de la Industria Solar Termoeléctrica (Protermosolar) ha mostrado su satisfacción con este Real Decreto.

### **2.4.1.3 Plantas Termosolares en España.**

En total se presentaron al RPR 104 solicitudes del área solar termoeléctrica, con una potencia total de 4.499 MW, y se resolvieron favorablemente 57 solicitudes, con una potencia de 2.389,8 MW. La evolución y perspectivas de las centrales termoeléctricas en España estarán determinadas por el nuevo marco legal que se establezca para los próximos años. A medio plazo, hasta el año 2013.

Actualmente hay 26 plantas termosolares operativas en territorio español. Andalucía es la Comunidad Autónoma que concentra más centrales (15), seguida de Extremadura (6), Castilla La Mancha (4) y Murcia (1). Por provincia, la que más tiene es Sevilla, donde funcionan ocho plantas. Le sigue Badajoz con cinco, Granada y Ciudad Real con tres centrales, Córdoba y Cádiz con dos, y Cáceres junto a Cuenca con una central cada una. Todas ellas totalizan una potencia nominal de 2525,30 MW en diciembre de 2011.

Esta situación puede verse en el mapa actualizado de la Asociación Española de la Industria Solar Termoeléctrica (Protermosolar) en la web [www.protermosolar.com](http://www.protermosolar.com) que junto con la tabla con el estado de las centrales en operación, construcción avanzada o inscritas en el Registro de Preasignación de Retribución se muestra en la figura 16 y figura 17:

#### **LOCALIZACIÓN DE CENTRALES SOLARES TERMOELÉCTRICAS EN ESPAÑA**



Figura 16: Mapa de plantas en operación, construcción avanzada y preasignadas.

## Estudio Técnico-Económico de una Central Termosolar con Tecnología Fresnel



CENTRALES TERMOSOLARES EN ESPAÑA					
PROVINCIA	CENTRALES	POTENCIA (MW)	OPERATIVAS	CONSTRUCCION	PREASIGNADAS
Sevilla	11	450	8	3	-
Granada	3	150	3	-	-
Córdoba	6	300	2	4	-
Cádiz	2	100	2	-	-
<b>ANDALUCIA</b>	<b>22</b>	<b>1000</b>	<b>15 (650 MW)</b>	<b>7</b>	<b>-</b>
Cáceres	7	350	1	3	3
Badajoz	12	600	5	6	1
<b>EXTREMADURA</b>	<b>19</b>	<b>950</b>	<b>6 (300 MW)</b>	<b>9</b>	<b>4</b>
Cuenca	1	1	1	-	-
Ciudad Real	15	470,4	3	4	8
<b>CASTILLA LA MANCHA</b>	<b>16</b>	<b>471,4</b>	<b>4 (151 MW)</b>	<b>4</b>	<b>8</b>
<b>MURCIA</b>	<b>2</b>	<b>31,4</b>	<b>1 (1,4 MW)</b>	<b>1</b>	<b>-</b>
Alicante	1	50	-	1	-
<b>C. VALENCIANA</b>	<b>1</b>	<b>50</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>-</b>
Lleida	1	22,5	-	1	-
<b>CATALUÑA</b>	<b>1</b>	<b>22,5</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>-</b>
<b>ESPAÑA</b>	<b>61</b>	<b>2.525,30</b>	<b>26</b>	<b>23</b>	<b>12</b>

Figura 17: Localización por provincias de centrales termoeléctricas en España



Las características de las centrales operativas se describen a continuación:

### **PS10, de Abengoa en Sanlúcar la Mayor, Sevilla**

Esta planta hizo historia al convertirse en la primera de nueva generación en conectarse a la red 17 años después de que lo hiciera la última de las centrales SEGS en California (EE.UU.) en 1990.

- Entrada en funcionamiento: Mediados de 2007
- Tipo: Receptor central
- Potencia nominal: 11 MW.
- Superficie total: 55 ha
- Superficie de captación: 75000 m<sup>2</sup>
- Fluido de trabajo: Vapor saturado
- Temperatura: 250°C.
- Capacidad de almacenamiento: 0,5 horas
- Sistema de almacenamiento: Tanques de vapor saturado



**Figura 18: PS 10**

### **PS20, de Abengoa en Sanlúcar la Mayor, Sevilla**

- Entrada en funcionamiento: Principios de 2009
- Tipo: Receptor central
- Potencia nominal: 20 MW.
- Superficie total: 80 ha
- Superficie de captación: 150000 m<sup>2</sup>
- Fluido de trabajo: Vapor saturado
- Temperatura: 250°C
- Capacidad de almacenamiento: 0,5 horas
- Sistema de almacenamiento: Tanques de vapor saturado



**Figura 19: PS 20.**

### **SOLNOVA 1, 3 y 4 de Abengoa en Sanlúcar la Mayor, Sevilla**

- Entrada en funcionamiento: SOLNOVA1 finales de 2009, SOLNOVA 3 principios de 2010 y SOLNOVA 4 a mediados de 2010
- Tipo: Canal Parabólico sin almacenamiento térmico
- Potencia nominal: 50 MW.
- Superficie total: 115 ha
- Superficie de captación: 300000 m<sup>2</sup>
- Fluido de trabajo: Aceite sintético
- Temperatura: 392 °C.



**Figura 20: Plantas “Solnova”.**



### **ANDASOL 1, 2 y 3, de ACS Cobra en Aldeire, Granada**

Son las primeras plantas comerciales en el mundo que utilizan un sistema de almacenamiento térmico de gran volumen con sales fundidas.

- Entrada en funcionamiento: ANDASOL1: finales de 2008 y ANDASOL2: mediados de 2009 y ANDASOL 3: finales 2011
- Tipo: Canal Parabólico con almacenamiento
- Potencia nominal: 50 MW.
- Superficie total: 195 ha
- Superficie de captación: 510000 m<sup>2</sup>
- Fluido de trabajo: Aceite sintético
- Temperatura: 392 °C.
- Capacidad almacenamiento: 7,5 horas
- Sistema de almacenamiento: 2 tanques de sales fundidas



**Figura 21: Andasol 1, 2 y 3**

### **Ibersol Puertollano, de Iberdrola en Puertollano, Ciudad Real**

- Entrada en funcionamiento: Medios de 2009
- Tipo: Canal parabólico sin almacenamiento térmico
- Potencia nominal: 50MW.
- Superficie de captación: 300.000m<sup>2</sup>
- Superficie total: 140Ha
- Temperatura: 390°C



**Figura 22: Puertollano, Iberdrola**

### **LA RISCA, de Acciona en Alvarado, Badajoz**

- Entrada en funcionamiento: mediados de 2009
- Tipo: Canal parabólico sin almacenamiento térmico
- Potencia nominal: 50MW.
- Superficie de captación: 300.000m<sup>2</sup>
- Superficie: 130Ha
- Temperatura: 390°C



Figura 23: La Risca de Acciona.

### **EXTRESOL 1y 2 de ACS-Cobra en Torre de Miguel Sesmero, Ciudad Real**

- Entrada en funcionamiento: finales de 2010
- Tipo: Canal Parabólico con almacenamiento
- Potencia nominal: 50 MW.
- Superficie total: 195 ha
- Superficie de captación: 510000 m<sup>2</sup>
- Fluido de trabajo: Aceite sintético
- Temperatura: 392°C.
- Capacidad almacenamiento: 7,5 horas
- Sistema de almacenamiento: 2 tanques de sales fundidas



Figura 24: Extresol 1y 2, de ACS-Cobra

### **Puerto Errado1 y 2 de Novatec en Calasparra, Murcia**

- Entrada en funcionamiento: mediados de 2009
- Tipo: Reflectores lineares Fresnel sin almacenamiento térmico
- Potencia nominal: 1,4MW.
- Superficie total: 3Ha
- Superficie de captación: 18.000m<sup>2</sup>
- Fluido de trabajo: Vapor saturado
- Temperatura: 270°C



**Figura 25: PE 1, de Novatec.**

### **La Florida de SAMCA en Alvarado, Badajoz**

- Entrada en funcionamiento: mediados de 2010
- Tipo: Canal Parabólico con almacenamiento
- Potencia nominal: 50 MW.
- Superficie total: 220 ha
- Superficie de captación: 550000 m<sup>2</sup>
- Fluido de trabajo: Aceite sintético
- Temperatura: 392°C.
- Capacidad almacenamiento: 7, 5 horas
- Sistema de almacenamiento: 2 tanques de sales fundidas



**Figura 26: La Florida, de SAMCA.**



### **Majadas de ACCIONA en Cáceres**

- Entrada en funcionamiento: principios de 2011
- Tipo: Canal Parabólico sin almacenamiento
- Potencia nominal: 50 MW.
- Superficie total: 110 ha
- Superficie de captación: 380.000 m<sup>2</sup>
- Fluido de trabajo: Aceite sintético
- Temperatura: 392°C.



**Figura 27: Majadas de Acciona**

### **La Dehesa de SAMCA en La Garrovilla, Badajoz**

- Entrada en funcionamiento: finales de 2010
- Tipo: Canal Parabólico con almacenamiento
- Potencia nominal: 50 MW.
- Superficie total: 220 ha
- Superficie de captación: 550.000 m<sup>2</sup>
- Fluido de trabajo: Aceite sintético
- Temperatura: 392°C.
- Capacidad almacenamiento: 7,5 horas
- Sistema de almacenamiento: 2 tanques de sales fundidas



**Figura 28: La Dehesa de Samca**

### **Palma del Río 1 y 2, Palma del Río de ACCIONA en Córdoba**

- Entrada en funcionamiento: Palma del Río 1 mediados de 2011 y Palma del Río 2 a finales de 2010
- Tipo: Canal Parabólico sin almacenamiento
- Potencia nominal: 50 MW.
- Superficie total: 135 ha cada una.
- Superficie de captación: 380.000 m<sup>2</sup> cada una.
- Fluido de trabajo: Aceite sintético
- Temperatura: 392°C.



**Figura 29: Palma del Río 2 y Palma del Río1 en construcción de Acciona**

### **Manchasol 1 y 2, de ACS Cobra en Alcazar de San Juan, Ciudad Real**

- Entrada en funcionamiento: Manchasol 1 principios de 2011 y Manchasol 2 mediados de 2011.
- Tipo: Canal Parabólico con almacenamiento
- Potencia nominal: 50 MW.
- Superficie total: 200 ha
- Superficie de captación: 510000 m<sup>2</sup>
- Fluido de trabajo: Aceite sintético
- Temperatura: 392 °C.
- Capacidad almacenamiento: 7,5 horas
- Sistema de almacenamiento: 2 tanques de sales fundidas



**Figura 30: Manchasol 1 y 2 de Cobra**

**Casa de los Pinos de Renovalia, en Cuenca**

- Entrada en funcionamiento: mediados de 2011.
- Tipo: Disco Starling sin almacenamiento
- Potencia nominal: 1 MW.
- Superficie total: 3,5 ha
- Superficie de captación: 5280 m<sup>2</sup>



**Figura 31: Casa de los Pinos de Renovalia**

**Gemasolar de Torresol en Fuentes de Andalucía, Sevilla**

- Entrada en funcionamiento: mediados de 2011.
- Tipo: Torre con sales con almacenamiento
- Potencia nominal: 20 MW.
- Superficie total: 195 ha
- Superficie de captación: 305000 m<sup>2</sup>
- Capacidad almacenamiento: 15 horas
- Sistema de almacenamiento: 2 tanques de sales fundidas



**Figura 32: Gemasolar de Torresol**



### **HelioEnergy 1, de EON en Écija, Sevilla**

- Entrada en funcionamiento: finales de 2011.
- Tipo: Canal Parabólico con almacenamiento
- Potencia nominal: 50 MW.
- Superficie total: 180 ha
- Superficie de captación: 500000 m<sup>2</sup>
- Fluido de trabajo: Aceite sintético
- Temperatura: 392 °C.
- Capacidad almacenamiento: 6 horas
- Sistema de almacenamiento: 2 tanques de sales fundidas



Figura 33: Helioenergy 1 de EON

### **Lebrija 1 de Valoriza-Siemens en Lebrija, Sevilla**

- Entrada en funcionamiento: finales de 2011
- Tipo: Canal Parabólico sin almacenamiento
- Potencia nominal: 50 MW.
- Superficie total: 188 ha
- Superficie de captación: 4130.000 m<sup>2</sup>
- Fluido de trabajo: Aceite sintético
- Temperatura: 392°C.



Figura 34: Lebrija1 de Valoriza-Siemens

### **Astexol 2, de Elecnor en Badajoz**

- Entrada en funcionamiento: finales de 2011.
- Tipo: Canal Parabólico con almacenamiento
- Potencia nominal: 50 MW.
- Superficie total: 190 ha
- Superficie de captación: 510000 m<sup>2</sup>
- Fluido de trabajo: Aceite sintético
- Temperatura: 392 °C.
- Capacidad almacenamiento: 7,5 horas
- Sistema de almacenamiento: 2 tanques de sales fundidas



Figura 35: Astexol 2 de Elecnor

### **Arcosol y Termosol, de Torresol en San Juan del Valle, Cádiz**

- Entrada en funcionamiento: finales de 2011.
- Tipo: Canal Parabólico con almacenamiento
- Potencia nominal: 50 MW.
- Superficie total: 180 ha
- Superficie de captación: 510000 m<sup>2</sup>
- Fluido de trabajo: Aceite sintético
- Temperatura: 392 °C.
- Capacidad almacenamiento: 7,5 horas
- Sistema de almacenamiento: 2 tanques de sales fundidas



Figura 36: Arcosol y Termosol de Torresol



Tanto entre las centrales sin almacenamiento como entre las que tienen un almacenamiento de 7,5 horas existen algunas diferencias en el diseño y dimensión del campo solar por lo que, a pesar de tener la misma potencia, existirán diferencias en la generación anual de energía eléctrica, no solo por motivo de encontrarse en distintos emplazamientos.

Además de estas centrales en operación mencionadas hay en España otras 23 centrales en construcción en las que ya se ha instalado un porcentaje significativo del campo solar.

Además de las anteriormente citadas, existen otras 12 centrales inscritas en el Registro de Preasignación de Retribución, con una potencia global de 1.372 MW.

En total, el mapa de España contará con 61 plantas termosolares distribuidas en once provincias. Estarán finalizadas en 2013, y la potencia instalada en España ascenderá a 2.500 MW.

La inversión realizada por las empresas para la puesta en funcionamiento de centrales termosolares asciende ya a cerca de 2.500 millones de euros y rondará los 15.000 millones de euros acumulados en 2013, cuando se hayan conectado a la red los 2.500 MW a los que se aplicará el sistema retributivo actual.

En la fabricación de los componentes y demás actividades de ingeniería y servicios necesarios para la construcción de estas plantas que se instalarán en nuestro país se habrán empleado el equivalente a 200.000 empleos-año directos y otros tantos indirectos. De dicha cifra de empleo, la mitad aproximadamente corresponderá a suministros españoles.

Durante la fase de construcción de cada una de las plantas de 50 MW se precisan unos 500 trabajadores durante dos años, lo que representa para esos 2.500 MW un empleo de 23.000 trabajadores durante dos años. Para su posterior operación y mantenimiento se precisan unos 50 empleados por planta de forma indefinida, es decir cerca de 2.500 empleos indefinidos.

### 2.4.2. Situación Internacional

Aunque hoy por hoy España es prácticamente el único país en donde se está desarrollando un proceso a gran escala de implementación de centrales solares termoeléctricas, hay también ambiciosos planes de construcción en otros muchos países.

La figura 37 muestra las previsiones del estudio realizado recientemente por la Agencia Internacional de la Energía que indica las previsiones tanto de incremento de instalaciones en diferentes países del mundo y en donde Europa jugará un papel marginal en la implementación de esta tecnología que se expandirá con gran fuerza en los países con mejores condiciones de insolación. Los cerca de 500 TWh/año que se prevén para 2020 corresponderían a unos 125 GW de potencia instalada en ese año.

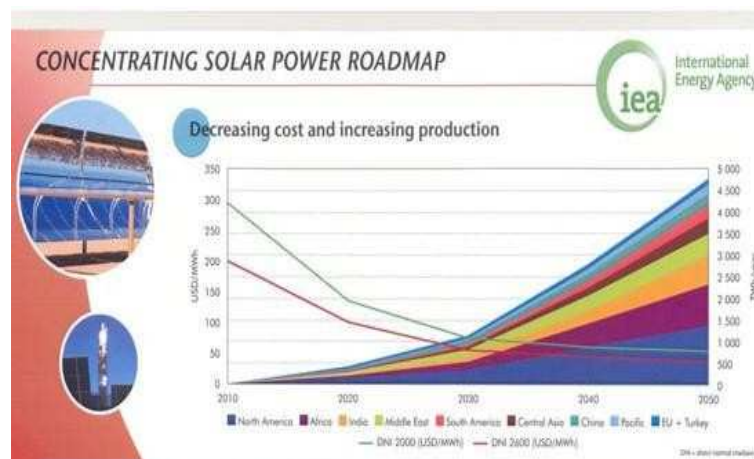


Figura 37: Gráfico de la Agencia Internacional de la Energía.

Además de España, el país con mayores expectativas a corto plazo, tanto por disponibilidad del recurso como por capacidad tecnológica y condiciones regulatorias, es sin duda Estados Unidos.

Las centrales operativas en Estados Unidos pueden verse en la figura 37.

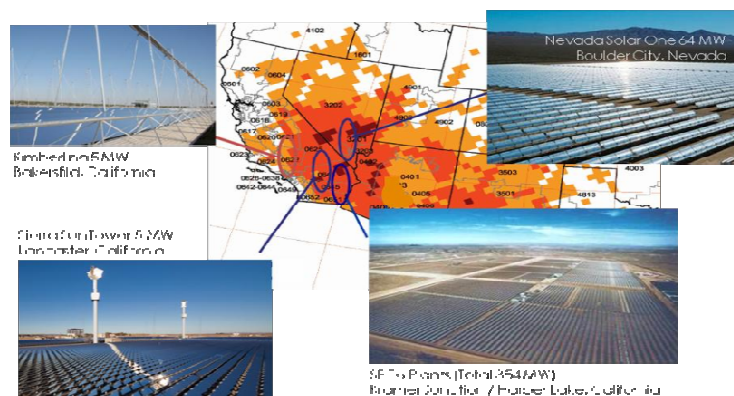


Figura 38: Plantas en EE.UU.



El número de proyectos anunciados en Estados Unidos, con contrato entre las compañías eléctricas y los promotores es de unos 9.000 MW, que podrían entrar progresivamente en operación hasta completarse en 2014. Estos proyectos, que originariamente se concentraban en California tienen, en estos momentos, un reparto más equilibrado al estar en promoción un importante número de también en los estados de Nevada y Arizona.

A diferencia del caso español, allí la potencia prevista para proyectos de tipo torre es equivalente a la de canales parabólicos. Fresnel y Stirling siguen teniendo previsiones muy inferiores en términos de potencia instalada futura. Hay que destacar que un buen número de los proyectos anunciados en Estados Unidos están siendo promovidos por empresas españolas con diseños basados en la tecnología desarrollada estos últimos años en nuestro país.

La segunda otra gran área geográfica que está despertando fuertes expectativas es la conocida en inglés por las siglas MENA y que corresponde a Oriente Medio y Norte de África.



**Figura 39: Plantas en Oriente Medio y Norte de África.**



El gran impulsor de estas expectativas fue el Plan Solar Mediterráneo aprobado en una cumbre a mediados de 2008 por los 42 jefes de gobierno de los países que conforman la Unión por el Mediterráneo. Dicho plan prevé la construcción de 20.000 MW, originariamente con tecnologías STE pero ya ampliado a energía eólica y fotovoltaica, en el horizonte 2020 con idea de que una gran parte de esa electricidad sea exportada a Europa a través de cables submarinos de alta tensión en corriente continua, al amparo de la nueva Directiva de Energías Renovables, publicada en el diario oficial el 5 de junio de 2010 y que permite que los países puedan contabilizar a efectos del cumplimiento de sus propios objetivos dicha electricidad importada.

Para poder hacer posible esta visión hacen falta, no obstante, que se establezcan marcos favorables en los países europeos cuando se transponga esa directiva. También haría falta un instrumento que funcionase como comprador en firme de la energía a los promotores de las plantas y que luego la distribuyese en los sistemas eléctricos de aquellos países que decidan hacer uso de este mecanismo para cumplir sus objetivos vinculantes en 2020.

La industria y entidades financieras alemanas han decidido poner en marcha una Sociedad, que han denominado Desertec, que comentaré posteriormente, para activar todos los procedimientos y ayudar a hacer posible esa originaria idea de la sección alemana del Club de Roma.

Independientemente de estas iniciativas europeas para la región MENA, varios de esos países han anunciado compromisos de porcentajes de energías renovables en su estructura energética para 2020 y tienen programas nacionales y proyectos en curso en el área de las centrales STE que se detallan a continuación:

### **En Operación:**

- Marruecos: Ciclo combinado integrado con energía solar de 150 MW de potencia total. El campo solar aportará 25 MWe de capacidad adicional conectándose a la etapa de vapor.
- Argelia: Ciclo combinado integrado con energía solar de 130 MW de potencia total. El campo solar aportará 25 MWe de capacidad adicional conectándose a la etapa de vapor
- Egipto: Ciclo combinado integrado con energía solar de 150 MW de potencia total. El campo solar aportará 20 MWe de capacidad adicional conectándose a la etapa de vapor
- Abu Dhabi: Central de 100 MW de canales parabólicos.



### **En construcción:**

- Irán: Ciclo combinado integrado con energía solar de 400 MW de potencia total. El campo solar aportará 17 MWe de capacidad adicional conectándose a la etapa de vapor.
- Jordania: Central de 100 MW de canales parabólicos.
- Israel: Central de 100 MW de canales parabólicos en el desierto de Negev.

No puedo finalizar esta parte de mi proyecto sin comentar el proyecto DESERTEC, ya que es el proyecto energético más ambicioso desde que se erigieron las primeras centrales nucleares, tiene fecha y lugar para su arranque e incluso un destino para sus primeras exportaciones.

El faraónico plan de llenar de paneles solares el Sáhara arrancará este año 2012 en Marruecos y, entre 2015 y 2016, suministrará a España parte de la electricidad producida, si se cumplen los plazos previstos.

Alemania, cuyas empresas capitanean la iniciativa, ha adelantado su inicio en tres años porque ha decidido prescindir de la energía nuclear en 2022, como consecuencia del accidente de Fukushima y porque cree que la llamada primavera árabe facilita la puesta en marcha de ideas innovadoras en un marco político más estable.

Encabezado por empresas alemanas como EON, Siemens o el Deutsche Bank, Desertec es un ambicioso plan para construir decenas de centrales solares y algunas eólicas, de Marruecos a Egipto, para que, de aquí a 2050, proporcionen al menos el 15% del consumo eléctrico de Europa.

Entre los participantes figuran también compañías españolas, como Red Eléctrica y Abengoa Solar, francesas como Saint-Gobain, italianas como Enel y Terna, etcétera. La inversión prevista en los próximos 38 años es de 400.000 millones de euros.

La electricidad producida será transportada a Europa mediante cables de alta tensión especiales (HVDC) con apenas pérdidas. En seis horas el Sáhara recibe tanta energía solar como la que consume el mundo en un año.

Marruecos, el área de Ouarzazatte, es el lugar elegido para poner la primera piedra. Este año se empezará a erigir una central que ocupará 12 kilómetros cuadrados, producirá 150 megavatios y costará 600 millones de euros. Después se construirán otras centrales hasta alcanzar los 500 megavatios.



A partir de 2015, su electricidad será en parte vendida en el mercado marroquí, en parte en el español. España, cuyo primer proveedor de hidrocarburos es Argelia, tendrá entonces un segundo suministrador energético de peso en el Magreb.

Hay 3 motivos por el que se comienza por Marruecos. Se trata de un país estable, que ha hecho su propia apuesta por las energías renovables y que ya está unido a Europa por dos cables submarinos hoy en día infrautilizados.

Hace ya un par de años, Marruecos lanzó por su cuenta su propio plan solar, eólico e hidráulico que prevé invertir (6.220 millones de euros) para levantar centrales que, de aquí a 2020, produzcan 2.000 megavatios equivalentes al 42% de su consumo eléctrico.

Argelia está, junto con Túnez, entre los siguientes objetivos de Desertec. Con Túnez las conversaciones están muy avanzadas. El consorcio empresarial de Múnich confía también en que, de aquí a 2020, al menos otros cuatro países árabes (Libia, Egipto, Siria y Arabia Saudí) y Turquía se apunten al proyecto, que entonces desbordaría los límites del Sáhara.

Datos para entender la envergadura del proyecto Desertec.

- **Abastecimiento.** El 15% de la electricidad que consumirá Europa en 2050 provendrá de instalaciones de energía renovable en el norte de África, según las cifras que maneja Desertec actualmente.

- **Infraestructuras.** 500 gigavatios de potencia solar térmica, de los que 340 serán para consumo local, 60 para desalinización y 1.000 exportables a Europa, con un volumen de 700 teravatios por hora al año.

- **Transporte.** Construcción de una red de transporte en corriente continua de 100 gigavatios, superpuesta a la actual. Las pérdidas estimadas serían del 10% para distancias de 3.000 kilómetros.

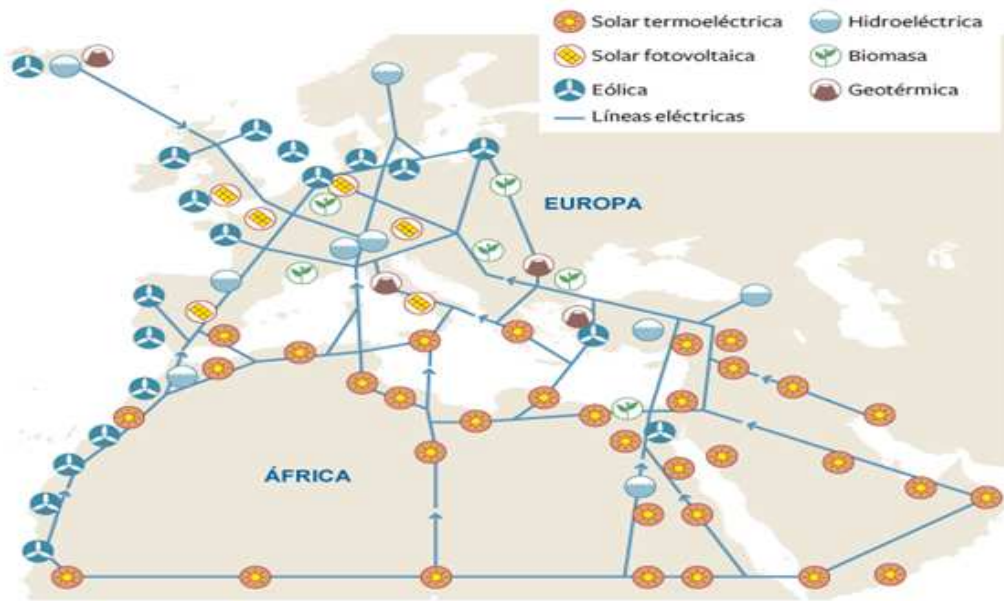


Figura 40: Plantas en Oriente Medio y Norte de África.

Australia es otro país con abundantes recursos y en el que sus autoridades han adoptado recientemente un fuerte compromiso de reducción de emisiones, que son en estos momentos muy superiores per cápita a la media de los países industrializados y, consecuentemente han decidido dar un fuerte impulso para la implantación de las centrales STE, que en el caso australiano deberán ir dirigidas no sólo a contribuir a la demanda pico sino a proporcionar potencia base dadas las carencias existentes en dicho país y la previsión de necesidades crecientes.

El Gobierno ha establecido un plan de apoyo a la construcción de centrales STE y FV de 1.600 M\$ para apoyar la construcción de centrales que totalicen 1000 MW y cuyo proceso de adjudicación empezó en 2010. El objetivo a largo plazo es tener un 25% de generación eléctrica de origen solar en 2050.

Otro País involucrado en energías renovables es India ya que es un país con un déficit actual de 20.000 MW de potencia instalada y que está creciendo de acuerdo con su desarrollo económico y evolución demográfica estimándose una necesidad de nueva capacidad en torno a los 400.000 MW en 2020. El recurso solar es, en algunas zonas, mejor que en el sur de España y el gobierno federal está impulsando un programa conocido como Solar Misión de apoyo a la generación eléctrica con energía solar y varios estados. Gujarat, Andhra y Rajasthan, han anunciado su apoyo en tarifa a las centrales STE aunque por la información difundida no parece que vayan ser suficientes, ni en valor ni en su alcance temporal, para promover una significativa implantación.



Como no, tengo que hablar del gigante asiático. China está impulsando el desarrollo de las tecnologías termosolares en diferentes centros oficiales de investigación con el objetivo de tener capacidad propia de fabricación de los componentes específicos de los campos solares. Aunque están más volcados en ese desarrollo de capacidades propias también están estudiando proyectos de construcción de plantas en diferentes regiones que totalizan 1.100 MW. Se ha creado una institución denominada Alianza, con participación de la industria, las universidades y los centros de investigación bajo la tutela del Ministerio de Ciencia y Tecnología, que prevé tener conectados a red 300 MW en 2015. A pesar de que el ritmo con el que está planificando China su incursión en este campo parece lento, las circunstancias internas y las referencias internacionales podrían acelerar sus planes.

En Europa otros países con un buen nivel de recurso solar como Italia, Portugal o Grecia ya han establecido o van a hacerlo próximamente un sistema de apoyo a la implantación de las centrales STE mediante tarifas especiales de forma análoga al modelo español que tan buenos resultados ha proporcionado para el desarrollo del sector aunque los planes de implantación a fecha actual no parecen todavía demasiado agresivos, además, debido a la crisis todos esos planes han quedado apartados hasta nueva orden.

En la Figura 41 se muestra las previsiones de tecnología termosolar en los distintos países europeos de acuerdo a los Planes Nacionales de Acción que tuvieron que presentar los Estados Miembro a las Comisión de la Unión Europea en junio de 2010 para el seguimiento de los objetivos vinculantes para 2020. Aunque debido a la grave crisis por la que pasan algunos de los países miembros, esas potencias pueden verse afectadas considerablemente.



**Figura 41: Potencia termosolar prevista en 2020 de los distintos Estados Miembros**





## **2.5 Impacto ambiental y reducción de la dependencia energética**

La generación de electricidad a partir de combustibles fósiles, ciclos combinados de gas natural y centrales de carbón y fuel no internaliza una serie de costes conocidos como externalidades. Las externalidades (en este caso negativas) son costes en los que incurre una parte o toda la sociedad y que no son soportados por aquellos que los producen.

En este sentido, las fuentes de energía convencionales producen emisiones de CO<sub>2</sub>, y otros gases de efecto invernadero que contribuyen al calentamiento global, así como otros gases nocivos para la salud. La sustitución de estas fuentes por energías renovables favorece el cumplimiento de los objetivos establecidos por la Unión Europea y España para la reducción de estas emisiones y produce un ahorro para el país en concepto de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> evitados.

Asimismo, la dependencia de fuentes de energía localizadas fuera del territorio nacional supone transferir elevadas cuantías de dinero al extranjero a la vez que son un riesgo muy importante para el correcto funcionamiento de la economía en su conjunto. España es especialmente vulnerable cuando se habla de dependencia energética, ya que no posee apenas recursos convencionales con los que abastecerse.

Por otra parte, es preciso señalar que los precios de los combustibles fósiles son mucho más volátiles que el coste de generación de electricidad a largo plazo. Además, mientras que los primeros experimentarán en los próximos años una tendencia alcista debido al incremento de la demanda y la escasez del recurso, las energías renovables experimentarán un descenso muy importante en su coste de generación derivado del aprendizaje acumulado en los años de desarrollo de las tecnologías.

En el caso de la solar termoeléctrica la reducción de la inversión necesaria ha sido del 19% en las centrales sin almacenamiento y de un 17,4 % en las que incorporan almacenamiento.

En este sentido, con el objetivo de evaluar cuantitativamente los efectos positivos de la penetración de la energía solar termoeléctrica dentro del sistema eléctrico nacional, se ha desarrollado la siguiente metodología:

- Se cuantifica la energía eléctrica convencional sustituida: se trabaja bajo el supuesto de que la electricidad producida mediante solar termoeléctrica sustituye a los combustibles fósiles en la proporción de cada combustible





dentro del mix de generación fósil de España, asignando así el volumen de gas natural, carbón y fuel que se evita al usar solar termoeléctrica.

- Se estiman las emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas: utilizando ratios de emisiones medias por tecnologías sustituidas, se calculan las toneladas de CO<sub>2</sub> que se hubieran emitido a la atmósfera de no existir la energía solar termoeléctrica y se obtiene el ahorro económico en derechos de CO<sub>2</sub> utilizando el precio medio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>.
- Se valoran las importaciones de combustibles fósiles evitadas en términos de toneladas equivalentes de petróleo. Asignando un valor económico (de acuerdo a los precios internacionales de los mismos) a cada combustible se obtiene el ahorro por este concepto.

De cumplirse los objetivos de penetración de energía solar termoeléctrica establecidos en el Plan de Energías Renovables 2011-2020, la producción aumentará hasta los 8.287 GWh en 2015 y 14.379 GWh en 2020, respectivamente.

Teniendo en cuenta que las citadas combustiones aportan un 67% de la energía primaria de la que se abastece el sistema energético actual, se tiene que estudiar a fondo la forma de conseguir su disminución. Pero no es este el único problema relacionado con el sistema energético, sino también la limitación de los recursos tradicionales agotables (carbón, petróleo, gas natural y uranio).

Lo que no cabe duda es que el petróleo está llegando, si no lo ha hecho ya, al punto en que se consume más que lo que se descubre y, por tanto, a partir de ese momento empiezan a disminuir sus reservas. Pero, además, esto está ocurriendo en el momento que se ha sumado de manera acelerada los países emergentes como China (1.300 millones de personas), India (1.100 millones), Indonesia (240 millones) y Brasil (180 millones), con lo cual el proceso de decrecimiento de la disponibilidad de petróleo se acelera.

Según los resultados obtenidos, la energía solar termoeléctrica supuso, en términos de impacto ambiental:

- Evitar la emisión de 361. 262 toneladas de CO<sub>2</sub> a la atmósfera en 2011, siendo el total acumulado en el periodo 2008-2011 de aproximadamente 426.492 toneladas de CO<sub>2</sub>. En cuanto al impacto económico, en 2011, se ahorraron unos 5,2 millones de € en derechos de emisión.

## Estudio Técnico-Económico de una Central Termosolar con Tecnología Fresnel



- De cumplirse los objetivos establecidos en el borrador del PER 2011-2020, la energía producida en centrales termosolares supondrá evitar aproximadamente 3,1 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> en 2015 y más de 5.3 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> en 2020.



# Capítulo 3:

## Tipos de Tecnologías de Plantas Termosolares

### 3.1. Introducción

Las centrales solares termoeléctricas convierten la energía solar en electricidad mediante sistemas de concentración que calientan un fluido cuya energía térmica será transformada en energía mecánica mediante un ciclo termodinámico para posteriormente generar electricidad.

Las diferentes tecnologías termosolares de producción de electricidad se clasifican en función de la tipología de su sistema de concentración.

Así, en una primera clasificación se distingue entre sistemas de foco puntual, en donde la radiación solar se concentra en tres dimensiones idealmente en un punto, y sistemas de foco lineal en donde la radiación es concentrada en dos dimensiones a lo largo de una línea.

En la primera categoría están las centrales con campos de helióstatos y torre en cuya parte superior se colocan un receptor a través del cual el fluido primario recoge la energía solar concentrada para transportarla al sistema de

## Estudio Técnico-Económico de una Central Termosolar con Tecnología Fresnel



conversión termodinámica o al sistema de almacenamiento. También encaja en esta categoría los discos parabólicos en cuyo foco se coloca un motor, habitualmente de ciclo Stirling, para realizar la conversión de la energía solar, primero en energía mecánica e inmediatamente en energía eléctrica.

En la segunda categoría podemos distinguir las centrales que utilizan canales parabólicos para la captación de la energía solar, en cuyo foco lineal se dispone un tubo absorbedor. También encajan en esta tipología los sistemas de reflectores lineales tipo Fresnel en cuyo foco lineal se dispone igualmente el tubo absorbedor que, en la mayor parte de los casos, lleva asociado algún sistema de reconcentración en la parte superior del tubo.

En la figura 42 se muestran esquemáticamente estas cuatro diferentes tipologías.



**Figura 42: Esquema de las cuatro tecnologías.**

## **3.2 Centrales de Canales Parabólicos**

La tecnología cilindro-parabólica es una tecnología limpia, madura y con un extenso historial. Esta tecnología lleva siendo instalada a nivel comercial desde los años 80 con un excepcional comportamiento. Desde entonces, ha experimentado importantes mejoras a nivel de costes y rendimientos.

La tecnología cilindro-parabólica basa su funcionamiento en el seguimiento del movimiento solar para que los rayos incidan perpendicularmente a la superficie de captación, y en la concentración de estos rayos solares incidentes en unos tubos receptores de alta eficiencia térmica localizados en la línea focal de los cilindros. En estos tubos, un fluido transmisor de calor, normalmente un fluido orgánico sintético (HTF) es calentado hasta unos 400 °C. Este fluido caliente se dirige a una serie de intercambiadores de calor para producir vapor sobrecalentado. La energía presente en este vapor se convierte en energía eléctrica utilizando una turbina de vapor convencional y un generador acoplado a ella. La tecnología cilindro-parabólica es la tecnología CSP más desarrollada.

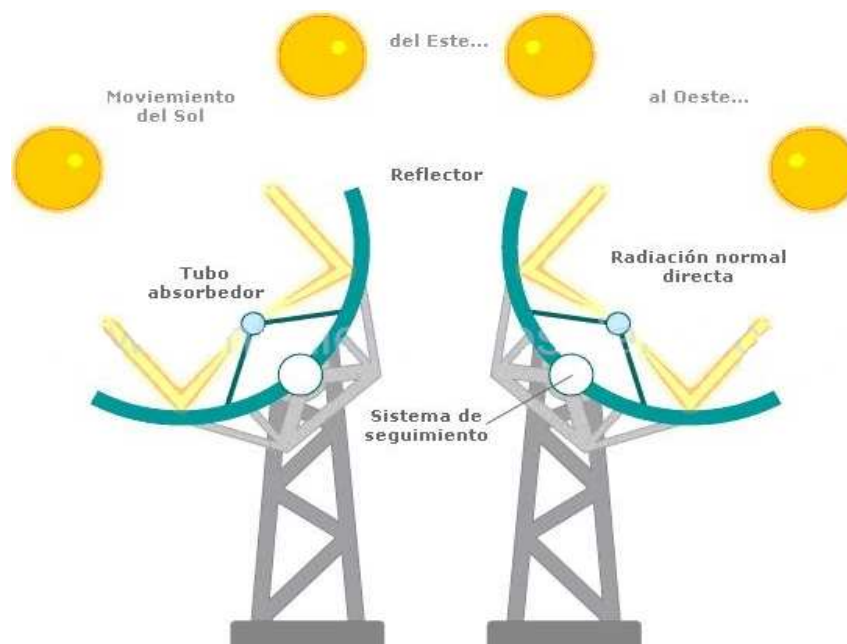


Figura 43: Esquema de funcionamiento de la tecnología cilindro-parabólica.



Los componentes principales del campo solar de la tecnología cilindro-parabólica son:

1. El **reflector** cilindro-parabólico: La misión del receptor cilindro parabólico es reflejar y concentrar sobre el tubo absorbedor la radiación solar directa que incide sobre la superficie. La superficie especular se consigue a través de películas de plata o aluminio depositadas sobre un soporte de vidrio que le da la suficiente rigidez.
2. El **tubo absorbedor**: El tubo absorbedor consta de dos tubos concéntricos separados por una capa de vacío. El interior, por el que circula el fluido que se calienta es metálico y el exterior de cristal. El fluido de trabajo que circula por el tubo interior es diferente según la tecnología. Para bajas temperaturas ( $< 200\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) se suele utilizar agua desmineralizada con Etileno-Glicol mientras que para mayores temperaturas ( $200^{\circ}\text{ C} < T < 400\text{ }^{\circ}\text{ C}$ ) se utiliza aceite sintético. Las últimas tecnologías permiten la generación directa de vapor sometiendo a alta presión a los tubos y la utilización de sales como fluido calorportante.
3. El **sistema de seguimiento** del sol: El sistema seguidor más común consiste en un dispositivo que gira los reflectores cilindro-parabólicos del colector alrededor de un eje.
4. La **estructura metálica**: La misión de la estructura del colector es la de dar rigidez al conjunto de elementos que lo componen.

La tecnología de colectores cilindro-parabólicos puede incorporar almacenamiento para poder producir electricidad en horas de oscuridad, la más extendida es el almacenamiento con sales. Esta tecnología se basa en la utilización de dos tanques de sales para almacenar el calor.

1. Durante el ciclo de carga, las sales intercambian calor con el fluido procedente del campo solar y se almacenan en el tanque caliente.
2. Durante el ciclo de descarga, el sistema simplemente opera en sentido contrario al anteriormente expuesto, calentando el fluido caloportador que generará vapor para mover la turbina que producirá finalmente la electricidad.



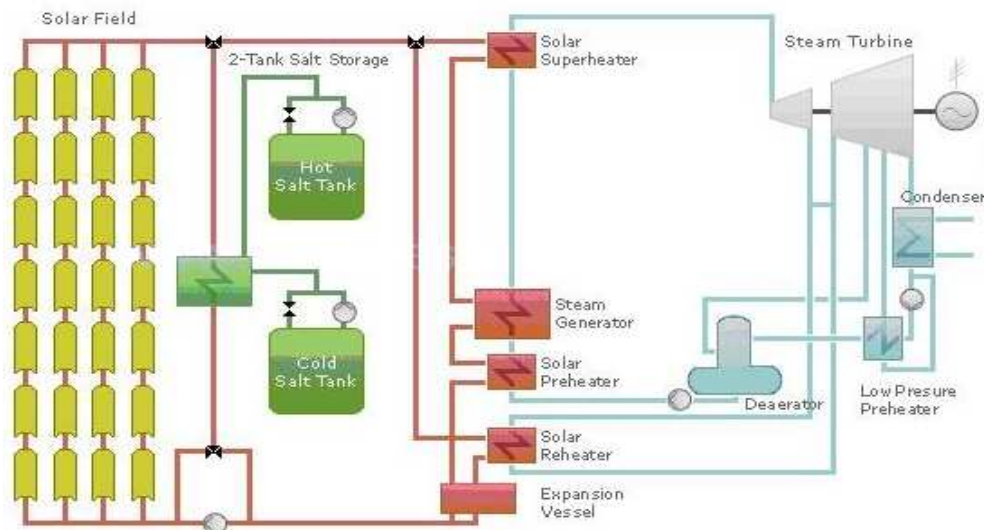


Figura 44: Esquema de funcionamiento de almacenamiento de sales fundidas

Las centrales con sistemas de captación solar basadas en canales parabólicos son las más extendidas en los proyectos de las plantas que se están implementando en España.

Del total de los cerca de 2500 MW que estarán operativos en 2013 y que recibirán el actual nivel de primas, 47 MW corresponden a centrales de torre, 71 MW a sistemas de Discos parabólicos con motor Stirling, 30 a sistemas con espejos lineales de Fresnel y el resto, cerca de 2200 MW corresponden a centrales de canales parabólicos.

Esta distribución no equilibrada a favor de esta tecnología se debe a la confianza adquirida en cada una de las tecnologías, dado que las centrales de canales parabólicos SEGS, llevan operando desde los años 70 con absoluta eficiencia en el desierto de Mojave, en California, y esto confiere a los bancos la suficiente confianza para dar créditos para la creación de este tipo de plantas.

En un inicio, las temperaturas que se podían alcanzar con este tipo de colectores eran a 260 °C, por lo que se utilizaron para alimentar térmicamente a una gran diversidad de procesos industriales que precisan calor de proceso. Aunque esta aplicación propició el desarrollo de los colectores cilindro -parabólicos en las décadas de los años 70 y 80, hubo tres obstáculos que provocaron que esta tecnología no se hiciera con el mercado. Estos obstáculos fueron el esfuerzo ingenieril y comercial que se requería, las decisiones de los clientes, que en ocasiones provocaban que los proyectos no se culminasen y el último factor fue el rendimiento, que no siempre se ajustaba a los criterios industriales de proyecto rentable.



Aun así, los canales parabólicos siguen utilizándose para proporcionar energía térmica a numerosos procesos industriales como la producción de acetona, la industria láctea y el procesado de residuos.

Posteriormente, la investigación en el campo de los sistemas de concentración mediante canales parabólicos tornó a la producción de electricidad y en poco tiempo surgió los que todavía es actualmente una prueba fiable de la madurez tecnológica de los CCP: las plantas termosolares SEGS, con una extensión aproximada de 2.5 millones de metros cuadrados, en California (EEUU) y una potencia neta total de 340 MWe.

Las plantas SEGS se han diseñado y operan como centrales de punta, para proporcionar su máxima potencia en los pico de demanda. Esto hace que su factor de capacidad sea bajo (30%), y que el número de horas equivalentes a plena carga sea de 2500 a 3000 h/año.

En la actualidad, las principales líneas de desarrollo en esta tecnología pasan por:

- El desarrollo de la generación directa de vapor (GDV), cuya principal ventaja es la sustitución del aceite térmico (fluido caloportador) por agua, por ser el primero costoso, inflamable, con temperatura de operación limitada y potencialmente contaminante. El agua además sería el mismo fluido de trabajo entre el campo solar y el ciclo de potencia lo que permite prescindir de los intercambiadores aceite-agua y operar a temperaturas más altas obteniendo un aumento de rendimiento.
- En la misma línea que la generación directa de vapor, se plantea el empleo de sales fundidas como fluido de trabajo en el campo solar. Las ventajas son operar a una temperatura mayor y el empleo del mismo fluido de trabajo en el campo solar y en el sistema de almacenamiento. Sin embargo, el inconveniente principal de este desarrollo es el de garantizar que las sales permanezcan en estado líquido.
- Obtener concentradores con superficies reflectantes más económicas. Aumentar la apertura, desarrollar estructuras más económicas y de fácil instalación y el empleo de nuevos materiales constituyen otras vías de mejora de la tecnología.
- Todas las opciones anteriores requieren del desarrollo de nuevos tubos receptores de baja emisividad, alta absorción y alta durabilidad, capaces de operar a temperaturas superiores a 500 °C.

### 3.3 Centrales de Receptor Central

En la figura 45, se puede apreciar el principio de funcionamiento de estas centrales en las cuales los heliostatos reflejan la radiación solar directa en receptor situado en lo alto de la torre.

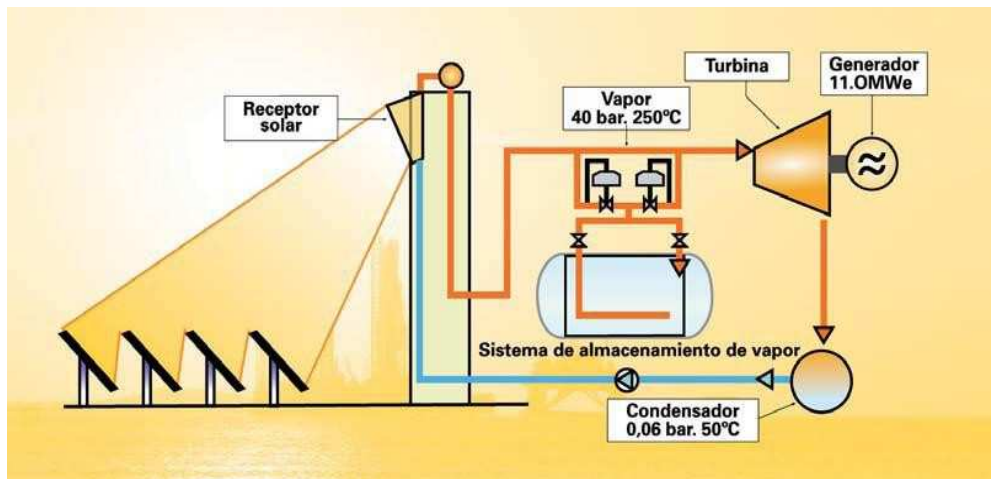


Figura 45: Principio de funcionamiento de central de receptor central.

En la figura 46 se puede ver una toma frontal del campo en la PS-10.



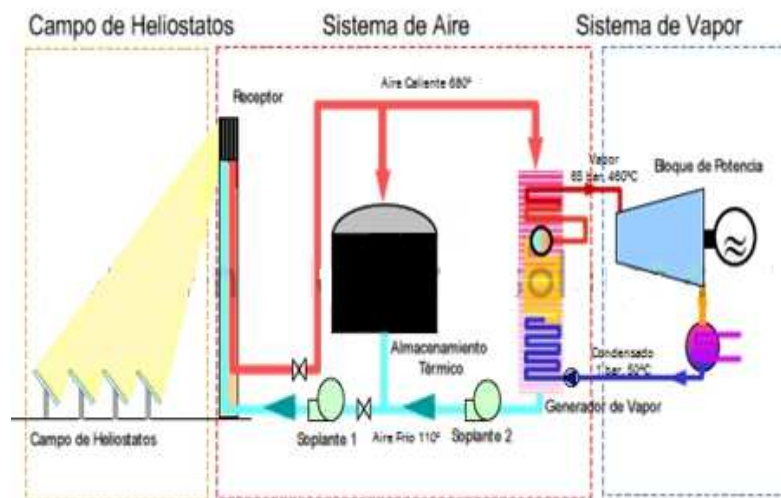
Figura 46: Toma frontal de receptor central.

Las centrales de receptor central, denominadas normalmente centrales de torre, consisten en una serie de grandes espejos dispuestos en torno a la torre, denominados heliostatos. Cada uno de ellos posee un sistema de movimiento independiente que permite orientarlo de forma que el rayo solar reflejado por todos ellos se concentre en un punto situado en lo alto de una torre.

El receptor es el encargado de transformar la radiación concentrada en calor, transfiriéndolo a un fluido, que puede ser aire, agua o sales inorgánicas. Este fluido puede utilizarse directamente en caso de que sea agua convertida en vapor, puede emplearse bien para producir vapor, en el caso de que sean sales inorgánicas, o puede emplearse para aumentar el rendimiento de una turbina de gas calentando el aire de admisión a la entrada de la cámara de combustión.

En el caso de que el fluido caloportador sea agua, las centrales de receptor central calientan y evaporan el líquido previamente inyectado a presión en el receptor, para producir vapor a una determinada presión y temperatura. Este vapor se expande a continuación en una turbina de vapor, siguiendo un proceso exactamente igual que el seguido en cualquier otro tipo de central termoeléctrica.

En la figura 47 puede verse el esquema de funcionamiento de la central cuando el fluido caloportador es aire, que posteriormente debe ser convertido en vapor en un generador de vapor parecido a las calderas de recuperación usadas en las centrales de ciclo combinado.



**Figura 47: Receptor Volumétrico de aire.**

En la figura 48 puede verse una central de torre que genera directamente vapor en un receptor de tubos. Las centrales PS10 y PS20, puestas en marcha en 2009 y 2010 por la empresa andaluza Abengoa utilizan este sistema.

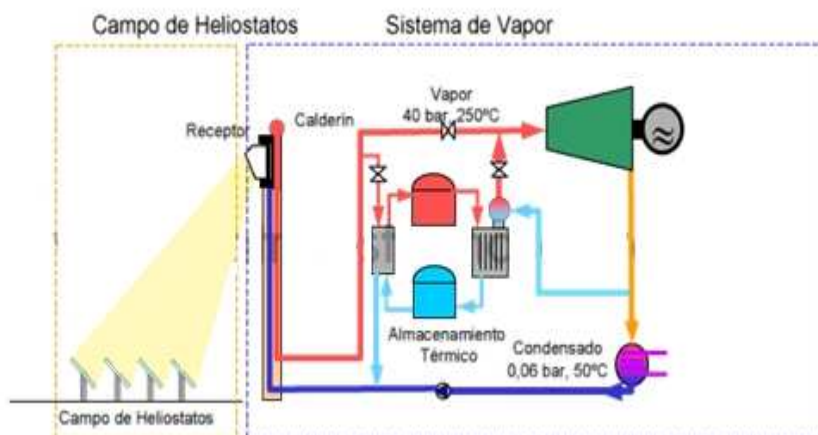


Figura 48: Esquema receptor directo de aire en tubo.

En estos sistemas la relación de concentración llega a ser del orden de 1000x en la superficie de los tubos del receptor e incluso puede alcanzar los 5000x en el centro de la apertura en los receptores de cavidad. Ello permite trabajar a temperaturas de entre 500°C y 800 °C, dependiendo del fluido de trabajo, con un buen rendimiento combinado óptico y térmico. Los rendimientos en el punto de diseño de las centrales de torre superan ligeramente el 20% en el caso de utilizar fluidos primarios de vapor o de sales fundidas a 550 °C y sobrepasarían el 30 % cuando se utilizasen ciclos combinados con aire presurizado a 800 °C en el receptor.

Las primeras centrales comerciales de torre operativas en España están utilizando una filosofía muy conservadora al trabajar con vapor saturado a 250 °C, pero los diseños de las nuevas centrales, tanto en nuestro país como a nivel mundial están considerando vapor sobrecalentado a 550 °C o sales fundidas a 600 °C para ciclos con turbina de vapor, o incluso aire a 800 °C para la etapa de alta temperatura de ciclos combinados en receptores volumétricos o presurizados híbridos en serie con una caldera de gas natural para elevar la temperatura del aire hasta el rango típico de las turbinas de gas en torno a los 1300 °C.

Los helióstatos, cuya posición es controlada permanentemente por ordenador, colocan su superficie reflectante de forma que el rayo reflejado se dirija al receptor en la torre. El objetivo puede ser el centro de la apertura los receptores de cavidad o un determinado punto de la superficie del receptor en los de tipo externo cilíndrico, al objeto de distribuir el flujo de radiación reflejada en toda su superficie y evitar sobrepasar los límites de los materiales. Antes de arrancar o ante determinadas situaciones de operación, los helióstatos dirigen sus rayos al punto de espera a una cierta distancia de la torre formándose un diábolo luminoso de gran belleza.

A diferencia de los canales parabólicos cuya disposición es siempre perpendicular al sol en un plano, los helióstatos mueven su superficie en dos ejes variando constantemente a lo largo del día el ángulo entre la normal a la superficie y la





radiación incidente. Este ángulo se conoce como gamma y su coseno es uno de los factores más importantes en el rendimiento óptico.

Para hacer el campo de helióstatos más eficiente se intenta compactar al máximo con el compromiso de que las sombras que se dan unos a otros en diferentes momentos del día y el bloqueo que a la radiación reflejada por un helióstato puede parcialmente hacerle el que se encuentre delante de él en la dirección del receptor, sea lo mínimo posible. Este factor de rendimiento se conoce como sombras y bloqueos.

Una vez que la radiación es reflejada hasta el receptor, deberá recorrer la distancia que les separa con unas pérdidas relacionadas con la atenuación atmosférica. Y por fin, una vez que la radiación reflejada llega al plano de la apertura o del receptor externo puede que haya una parte de la imagen reflejada que sobrepase sus dimensiones. Este último factor de rendimiento se conoce como desbordamiento.

Al rendimiento óptico de captación hay que afectarle del rendimiento térmico del receptor teniendo en cuenta sus pérdidas por reflexión, convección y radiación. En este sentido los receptores de cavidad y los externos tienen comportamientos muy diferenciados.

Respecto a los helióstatos, existen en estos momentos dos filosofías distintas de diseño cada una de las cuales defiende que es la mejor opción desde el punto de vista del coste de la energía generada.

Las plantas comerciales en operación y construcción en España utilizan helióstatos de 120 m<sup>2</sup> de superficie reflectante cada uno. Sin embargo el sector de planta que se ha construido en Israel, representativo de una futura central comercial, emplea helióstatos de 7 m<sup>2</sup> y hay algún otro diseño de planta en Estados Unidos que apuesta por helióstatos de tamaño incluso inferior.

Desde el punto de vista de coste de la energía térmica entregada por el receptor, los cálculos comparativos efectuados en plantas de 50 MW<sub>e</sub> con helióstatos de 120 m<sup>2</sup> y de 7 m<sup>2</sup> muestran una ligera ventaja de los helióstatos más grandes con unas determinadas hipótesis de coste de componentes que hoy en día parecen razonables. Sin embargo las plantas con helióstatos más pequeños, supuesto el mismo error total en la calidad de la imagen, permiten una cierta mayor compactación y por tanto unas menores necesidades de terreno.

Los helióstatos constan de un pedestal, anclado a su cimentación, en cuya parte alta se coloca la caja de mecanismos capaz de proporcionar a la estructura que soporta la superficie reflectiva el movimiento en azimuth y elevación necesarios para que la radiación reflejada se dirija durante la operación al receptor en la torre.





La estructura suele tener un tubo resistente a la torsión al que se le unen unas vigas de celosía a las que se anclarán las facetas. Las facetas tienen una superficie reflectante de vidrio espejado y para producir una óptima concentración, deben fabricarse con un radio de curvatura del doble de la distancia entre el helióstato y el receptor. Al ser éste de centenares de metros éstas tienen apariencia de ser planas a simple vista. También hay diseños que apuestan por facetas planas helióstatos. Las facetas se disponen sobre la estructura soporte canteándolas adecuadamente de acuerdo a la distancia al receptor pudiendo apreciarse la forma de casquete esférico de gran radio de curvatura cuando se observa un helióstato completo.

Las plantas de torre permiten una mayor variedad de tipologías de diseño y de disposición del campo solar que las de las centrales de canales parabólicos. Así, en una primera división podríamos distinguir entre las plantas que tienen un receptor abierto y que requieren un campo de helióstatos que rodee la torre y las que tienen un receptor de cavidad que, en nuestras latitudes, requerirá que los helióstatos se dispongan sensiblemente al norte de la torre.

Las referencias sobre comparación de tipologías de diseño de plantas estiman en alrededor de 75 MW<sub>e</sub> el momento en el que sería preferible la utilización de campos circulares frente al campo norte. Este valor es muy dependiente, además de la potencia, de la capacidad de almacenamiento, es decir del tamaño de la planta. Por ello, en el caso de plantas con un gran volumen de almacenamiento ese punto de corte entre la eficiencia de los dos diseños se daría a potencias inferiores.

Respecto a la duda de hasta que tamaño podrán escalarse las plantas de tipo torre, teniendo en cuenta la disminución de rendimiento de los helióstatos con la distancia así como los límites constructivos de alturas de la torre, los cálculos realizados con el programa NSPOC muestra dimensiones técnicamente factibles, no sólo para las plantas de 100 MW<sub>e</sub> que están siendo diseñadas en EE.UU. sino incluso para potencias superiores.

Así, una planta de 100 MW<sub>e</sub> con campo circular sin almacenamiento requeriría alturas de torre de unos 160 m y la última fila de helióstatos estaría situada a unos 1000 m de distancia a la base de la torre. Estos datos para una planta de 150 MW<sub>e</sub> serían de 180 m de altura de la torre y 1300 m de distancia del último helióstato, por lo que puede afirmarse que el concepto de centrales de receptor central es físicamente viable para esos tamaños de plantas.

Al hablar de este tipo de centrales no me puedo olvidar de un concepto muy prometedor para plantas de receptor central, el uso de aire presurizado como fluido de trabajo, susceptible de ser hibridado en serie con una caldera de gas para alcanzar las



condiciones de entrada a una turbina de gas de un ciclo combinado que, a su vez, tendría su ciclo de vapor recuperando la energía térmica residual de la turbina de gas. Para este tipo de plantas se están desarrollando receptores tanto con tubos presurizados como de tipo volumétricos con aire a presión confinado por ventanas de cuarzo.

En la constante búsqueda para obtener mayores rendimientos se ha avanzado principalmente en dos frentes: conseguir mayores temperaturas e hibridar y mejorar el almacenamiento.

1. **Altas temperaturas** para mejorar el rendimiento. Las altas temperaturas (superiores a 1000° C) que se pueden alcanzar con esta tecnología permiten aspirar a elevados rendimientos en la generación de electricidad, incluso por encima del 25 % en la transformación de radiación solar a electricidad.
2. **Almacenamiento**. En la tecnología de torre, se puede incorporar el almacenamiento de energía. A partir de este almacenamiento el sistema puede proporcionar energía aun en condiciones de nubosidad o de noche. Actualmente la solución más utilizada es el uso de un tanque de almacenamiento de agua/vapor o sales fundidas que acumula la energía para ser distribuida en otro momento, por lo que el campo de heliostatos y la capacidad de generación de vapor están muy sobredimensionados.
3. **Hibridación**. Otra mejora utilizada en la tecnología de torre es la hibridación, que consiste en la utilización de otras fuentes de energía, como la biomasa, para mantener la planta en marcha con ausencia de radiación. Tanto la hibridación como el almacenamiento buscan aumentar el número de horas de operación de la planta, que en una ubicación media apenas superan las 2.500 (un año tiene 8760 horas).
4. La tecnología de torre permite además otras aplicaciones distintas a la de generación de electricidad, tales como la de procesos químicos orientados a metalurgias especiales o a la producción de combustibles.



### **3.4 Centrales de Reflectores Lineales Fresnel.**

Una de las nuevas formas de aprovechamiento térmico de la energía solar es el concentrador lineal tipo Fresnel que se destaca por la sencillez de su construcción y por su bajo coste.

En estos sistemas la relación de concentración es bastante inferior a la alcanzable en los canales parabólicos e, incluyendo la reconcentración no pasa de 40. Con estos valores la temperatura máxima del fluido de trabajo estaría por debajo de los 300 °C para tener un rendimiento combinado óptico y térmico razonable. Con esos valores de temperatura puede pensarse tanto en la utilización de aceites térmicos como de vapor saturado

Esta tecnología utiliza reflectores planos, simulando un espejo curvo por variación del ángulo ajustable de cada fila individual de espejos, en relación con el absorbedor.

Los reflectores se construyen con espejos de vidrio normales, por lo tanto su materia prima es muy barata. La forma curvada de los espejos cilindro parabólicos hace que sean un 15% más eficientes que los espejos Fresnel, pero con el ahorro de costes de construcción y diseño se compensa el precio. Los reflectores se disponen en dirección Norte-Sur por lo que deben efectuar un seguimiento completo en un eje a lo largo del día, mirando hacia el este por la mañana y siguiendo al sol hasta su puesta por el oeste.

Los espejos se controlan por motores eléctricos que hacen un seguimiento de la posición del sol, la luz solar se centra en el tubo absorbedor de la manera más eficiente. Los espejos paralelos enfocan la energía irradiada por el sol en un tubo, colocado a 8 metros por encima de los espejos. El agua fluye a través de este tubo de absorción, que se calienta a temperaturas de hasta 450°C. Esto produce vapor (como en una central térmica convencional), que se convierte en energía eléctrica en una turbina de vapor. Debido al pequeño tamaño de los espejos permite que sean menos sensibles al viento.

En esta tipología de sistema de concentración pueden disponerse los módulos completos uno al lado del otro con gran compactación del campo dado que no se harán sombra entre módulos al ser estructuras estáticas. Sin embargo si podrá haber algo de sombras entre los reflectores lineales a primeras y a últimas horas del día en la parte oeste o este del módulo respectivamente.



Figura 49: Planta con Tecnología Fresnel.

Las ventajas de este tipo de tecnología son:

- El absorbedor está separado de los concentradores, se mantiene fijo y no tiene partes móviles. Por lo tanto lo hace más económico.
- Los concentradores se instalan a nivel del piso, reduciendo la carga del viento y son más fáciles para mantener y limpiar.
- El vapor se genera directamente y no se requiere de intercambiadores de calor.
- Capacidad de producción escalable.
- Construcción automatizada de los componentes clave.
- Sin emisiones de CO<sub>2</sub>.
- Poco consumo de agua.
- Utiliza menos espacio que otras tecnologías debido a que no necesita un terreno perfectamente llano.

Ya que esta tecnología es el núcleo de este proyecto, después habrá un capítulo que desarrollará más extensamente todos los entresijos de esta tecnología. (CAPÍTULO 5)

### **3.5 Centrales de Disco Parabólicos con motores Stirling**

Para poder explicar este tipo de centrales primero debemos explicar el funcionamiento de un motor Stirling para así comprender más fácilmente el funcionamiento de dichas centrales.

**Motor Stirling:** Los motores termodinámicos funcionan con ciclos de calor. Se dividen en endotérmicos (combustión interna) y exotérmicos (combustión externa). Dentro de los de combustión externa destaca el motor Stirling.

El motor Stirling fue inventado por el escocés, Robert Stirling en 1816, al creer que era demasiado complicada y peligrosa la máquina de vapor. Este motor trabaja bajo la expansión y contracción de un gas (generalmente de helio, hidrógeno, nitrógeno o aire), que se transporta mediante un ciclo de enfriamiento en un foco frío, contrayéndose y en un foco caliente expandiéndose. Con lo cual se produce un ciclo termodinámico.

Dentro del ciclo destaca la importancia de un regenerador, que tiene la función de absorber y ceder calor en las evoluciones a volumen constante del ciclo. El motor puede funcionar sin el regenerador, pero permite que con él se logren mayores rendimientos.



Figura 50: Modelo del motor de Stirling.

## Sistemas Disco-Stirling

En la figura 51 se muestran un disco parabólico y en el que pueden verse todos los elementos representativos de esta tecnología.



Figura 51: Disco parabólico con motor Stirling.

Se ha demostrado la eficiencia de las Plantas Termosolares con sistemas de Disco-Stirling al alcanzar valores máximos del 30% y hasta un 25% de promedio diario en unidades de 7 a 25 kw.

En estos sistemas la relación de concentración es la más elevada de las tecnologías de concentración. Debido a ello, la temperatura del fluido de trabajo puede ser muy elevada y consecuentemente el rendimiento global óptico termodinámico de conversión que se sitúa habitualmente en valores superiores al 25%.

Uno de los principales elementos del sistema es el concentrador que alcanza valores por encima de 3.000, debido a su curvatura parabólica y a la baja relación distancia focal/diámetro. Consiguiendo así, temperaturas muy altas de operación entre 650°C y 800°C.

La superficie cóncava del concentrador se compone por espejos de vidrio de segunda superficie con su correspondiente curvatura parabólica o también por espejos delgados de primera superficie soportados sobre una estructura de fibra de vidrio o de membrana tensionada.

El receptor es otro elemento esencial de esta tecnología y consiste habitualmente en un conjunto tupido de tubos que llenan todo el interior de una cavidad hecha con materiales cerámicos. En dichos tubos se calienta el fluido,



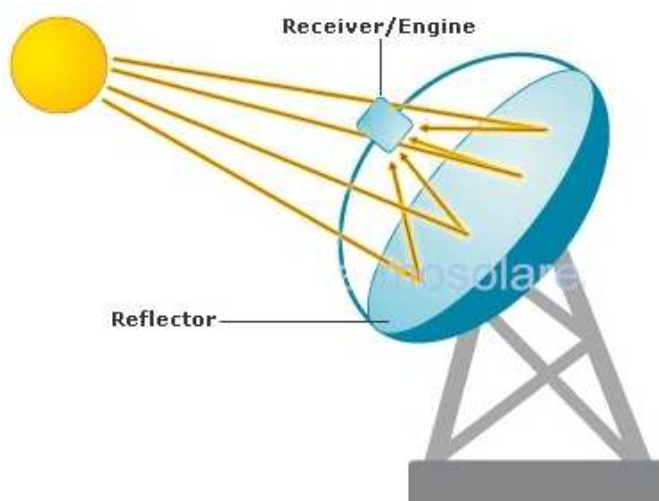
habitualmente hidrógeno o helio, que efectúa el ciclo Stirling de conversión termodinámica.

Para la transferencia del calor proveniente de la radiación solar al gas de trabajo se utilizan dos métodos:

En el primero se ilumina directamente un panel de tubos por el interior de los cuales circula el gas (helio, hidrógeno o aire).

En el segundo, se vaporiza un metal líquido (generalmente sodio) que luego condensa en la superficie de los tubos por los que circula el gas de trabajo y refluye nuevamente al absorbedor.

En esta tecnología la parábola debe estar siempre orientada al sol, para lo cual, el procedimiento más extendido es el de movimiento de la estructura en dos ejes: azimut y elevación. En algunos diseños el movimiento de azimut se realiza sobre un raíl, que circula en el que se apoya toda la superficie, mientras que en otros diseños incorporan los dos movimientos en una caja de mecanismos encima de un pedestal, en cierto modo mecánicamente similar a la de los helióstatos. También se han probado configuraciones con seguimiento polar en el que un eje se ajusta periódicamente a la altura de la órbita del sol mientras que el otro eje se efectúa un movimiento a la velocidad constante de rotación de la tierra.



**Figura 52: Esquema de funcionamiento de la tecnología disco Stirling.**

Para conseguir la superficie reflectante parabólica habitualmente se emplea una estructura metálica con elementos rigidizadores tipo celosía o de embutición que permite obtener una superficie parabólica a la que se adhieren los elementos reflectantes a modo de facetas. También se han ensayado membranas tensionadas con resultados no demasiado satisfactorios bajo el punto de vista de durabilidad.

## Estudio Técnico-Económico de una Central Termosolar con Tecnología Fresnel



Es en los motores donde radica el cuello de botella para un desarrollo e implementación más rápida de esta tecnología. Hasta hace poco tiempo existían fabricantes cuyos motores solarizados estaban en el rango de potencia entre 10 y 25 kW pero recientemente entró en la escena el fabricante de EE.UU.

Infinia con motores de 3 kW con un diseño aparentemente de gran fiabilidad y reducido mantenimiento. El número de motores fabricados por esa compañía hasta fecha supera sobradamente el número de motores instalados de los antiguos fabricantes.

En esta tecnología la posibilidad de hibridación no resulta tan sencilla como en las tecnologías anteriores. Los sistemas que no estén hibridados tendrán problemas con su gestionabilidad y será difícil que puedan competir con las otras tecnologías termosolares en centrales de gran tamaño conectadas a la red. Sin embargo, una ventaja muy relevante es que estas tecnologías no necesitan agua para la refrigeración del ciclo ya que evacuan el calor residual del ciclo termodinámico a la atmósfera con ayuda de los ventiladores internos instalados bajo la misma carcasa que el motor.



# Capítulo 4:

## Generación directa de vapor en colectores cilindro parabólicos.

### 4.1 Introducción

Los sistemas de Generación Directa de Vapor en plantas de colectores cilindro parabólicos consiste en la utilización de agua como fluido que circula por el tubo absorbedor. Esta misma agua es la que se utiliza para obtener electricidad y, con esto, se elimina la necesidad de un fluido intermedio de transferencia de calor en el campo solar.

La generación directa de vapor incrementa el coste del sistema de tuberías, ya que la presión óptima del fluido de trabajo (vapor) se sitúa por encima de los 100 bar, sin embargo, la inversión global de la planta se reduce. Esto es debido a la eliminación de los cambiadores de calor intermedios para la generación de vapor, así como todos los elementos asociados al circuito del fluido de transferencia de calor (en el caso del aceite, sistema anti-incendios, tanque de expansión, sistemas calefactores para el tanque de almacenamiento, etc.).

## Estudio Técnico-Económico de una Central Termosolar con Tecnología Fresnel



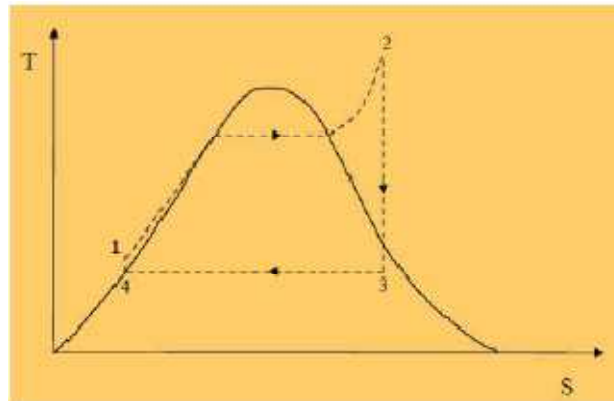
El rendimiento global se ve incrementado por varios factores: la ausencia del generador de vapor intermedio, las menores pérdidas térmicas y las mayores temperaturas y presiones de trabajo que se consiguen en el ciclo de potencia.

Esta tecnología, supone, respecto de la convencional, un incremento del 7% en el rendimiento anual y una reducción del 9% en los costes del sistema solar, por lo que resulta una reducción del 10% en el coste equivalente de energía (LEC, Levelized Cost of Energy). Estos datos se obtuvieron en un estudio para una planta de 10 MWe operando en unas condiciones concretas.

Las variaciones efectivas dependerán de cada caso concreto. La generación directa de vapor se ha estudiado y probado en la Plataforma Solar de Almería (PSA), en el proyecto DISS (Direct Solar Steam).

## **4.2 Termodinámica básica de la Generación Directa de Vapor**

El agua, en su transcurso por la planta termoeléctrica, atraviesa distintos estados siguiendo un ciclo termodinámico conocido como ciclo Rankine.



**Figura 53: Diagrama T-S de un ciclo Rankine básico**

En la Figura 53 podemos apreciar un ciclo Rankine básico, donde el agua pasa por cuatro estados termodinámicos diferentes. Pasa en primer lugar por el generador de energía térmica (los lazos colectores del campo solar) donde el agua recibe el aporte energía térmica que provoca su evaporación y sobrecalentamiento hasta la máxima temperatura de trabajo (punto 2 de la Figura 53).

Posteriormente el vapor generado se dirige hacia la turbina de donde se expande generando la energía mecánica necesaria para mover el generador eléctrico (punto 3).

A la salida de la turbina el agua se dirige al condensador, donde se produce de nuevo el paso a fase líquida del agua (punto 4).

Finalmente, el agua es conducida a una bomba encargada de subir su presión hasta la necesaria en la entrada del colector (punto 1).

Esto que acabo de explicar es un ciclo Rankine básico, sin recalentamiento. Pero, para muchas aplicaciones se realiza un recalentamiento del vapor de agua, turbinándolo dos veces en diferentes turbinas, una de alta y una de baja presión, es lo que se denomina ciclo Rankine con recalentamiento intermedio, como se ve en la Figura 54.

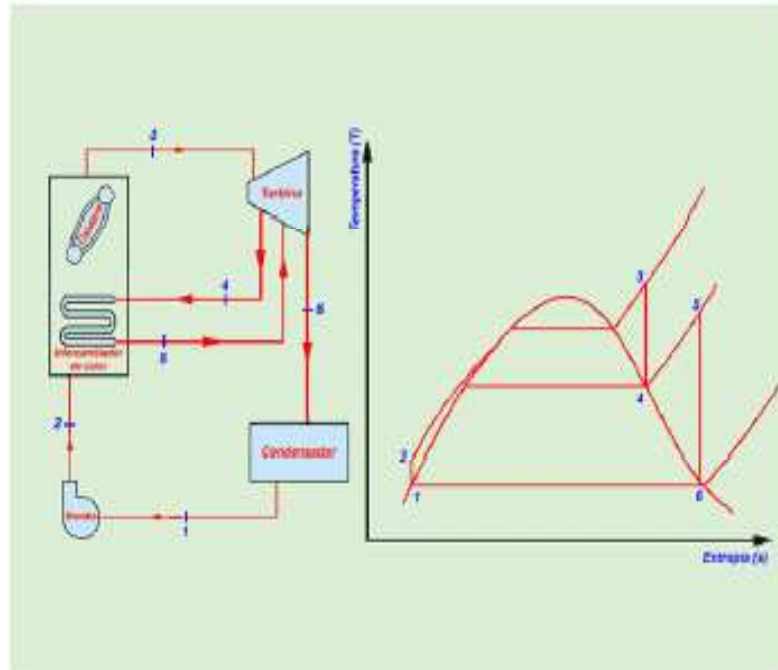


Figura 54: Esquema de componentes y Diagrama T-S de un ciclo Rankine con recalentamiento intermedio

Este recalentamiento se puede realizar una o varias veces, turbinándolo en tantas ocasiones como recalentamientos le realicemos al vapor.

### **4.2.1 Procesos básicos de Generación Directa de Vapor**

La Generación Directa de Vapor puede llevarse a cabo mediante tres procesos básicos, cada uno de los cuales con diferentes requerimientos en la configuración del campo solar. Estos procesos básicos se denominan:

1. Un Solo Paso
2. Inyección
3. Recirculación

#### **1. Un Solo Paso**

En el proceso “Un Solo Paso”, toda el agua de alimentación se introduce al comienzo de la fila de colectores. De este modo el agua se precalienta, evapora y se sobrecalienta en un proceso sin interrupción, desde la entrada hasta la salida de la fila. Así pues, el caudal másico de vapor sobrecalentado que se produce coincide completamente con el caudal másico que entra al comienzo (véase Figura 55).

Este proceso es el de menor coste y mayor simplicidad, ya que no requiere elemento auxiliar alguno. También es el que posee mayor rendimiento global, ya que se reducen las cargas parasitas.





Sin embargo, el proceso de “Un Solo Paso” también es el que presenta más dudas sobre la estabilidad y controlabilidad del flujo bifásico en el interior de los tubos receptores. Esta configuración requiere un sistema de control muy eficiente que permita mantener constantes la presión y temperatura del vapor a la salida del campo solar aunque haya transitorios importantes en la irradiancia solar directa o cambios en la temperatura del agua de entrada.

## **2. Inyección**

En este proceso únicamente una parte del agua de alimentación es introducida al principio de la fila de colectores y el resto se inyecta, en pequeñas cantidades, a lo largo de la fila de colectores (véase Figura 55).

Gracias a esto se consigue una excelente controlabilidad del proceso y una cierta estabilidad de los parámetros del vapor sobrecalentado, incluso con fuertes variaciones de la radiación solar directa.

Los inconvenientes básicos del proceso de inyección son la mayor complejidad del sistema y el consecuente aumento de la inversión. Este proceso también tiene algunas restricciones en cuanto al caudal mínimo de operación, ya que éste se ha de mantener en todo momento por encima de un valor límite para evitar gradientes de temperatura demasiado elevados.

## **3. Recirculación**

Esta tercera opción es la más conservadora. En este caso se sitúa un separador agua-vapor al final de la zona de evaporación en la fila de colectores. El caudal de agua de alimentación es superior al caudal de vapor sobrecalentado que se desea producir, de forma que solo una fracción del agua que entra al circuito es convertida a vapor.

El vapor es separado del agua en el separador de manera que el agua sobrante es recirculada a la entrada del campo solar por una bomba de recirculación (véase Figura 55). El exceso de agua existente en el tramo de precalentamiento y evaporación garantiza una velocidad adecuada en todo momento en el tubo absorbedor.

Su buena controlabilidad es la principal ventaja de esta opción, pero la bomba de recirculación y el exceso de agua aumentan las cargas parasitas del sistema, lo que se traduce en una disminución del rendimiento de la planta.

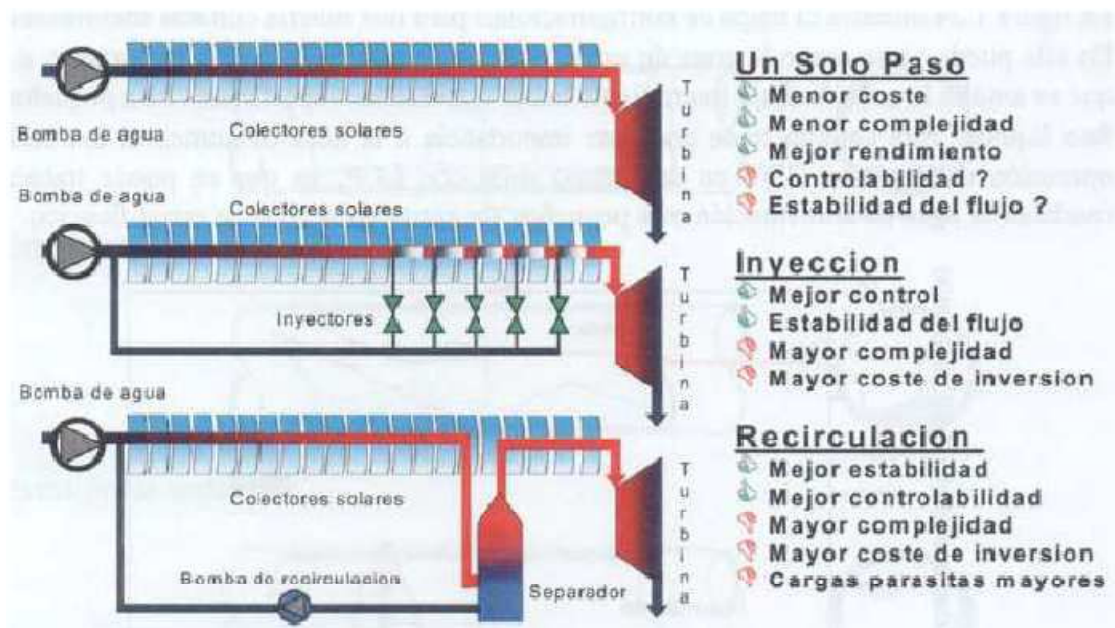


Figura 55: Esquema de los tres procesos básicos GDV, con sus ventajas e inconvenientes



## **4.3 Evolución de la generación directa de vapor en colectores cilindro parabólicos.**

Las primeras experiencias con colectores cilindro-parabólicos fueron las realizadas por los americanos J. Ericsson en 1870 y F. Schumann en 1912. En ellas utilizaban la generación directa como método de generación de energía mecánica útil. No obstante, en ambos casos se quedó sin continuidad comercial debido a la falta de competitividad con el carbón, combustible habitual en esa época.

En el siglo XX, al incrementarse el precio del petróleo, se retomó la investigación en sistemas solares de apoyo a procesos industriales y, posteriormente, como sistemas generadores de electricidad.

Así pues, a finales de la década de los años setenta y a principio de los ochenta del siglo XX se acometió el diseño e instalación de las primeras centrales eléctricas termosolares con CCP como la planta DCS en la Plataforma Solar de Almería y las primeras plantas SEGS en California. Todas ellas usaban la tecnología HTF.

La inexistencia de datos experimentales referentes al proceso GDV a alta presión y temperatura introducía unas incertidumbres técnicas que hacían desaconsejable la implementación de esta tecnología. Era necesaria una implementación de los tubos absorbedores, mejorando mucho su resistencia a tan elevadas presiones. Este fue el principal motivo por el que se optó por la tecnología HTF en lugar de la GDV en estas primeras plantas comerciales.

Sin embargo, las compañías energéticas no olvidaron las ventajas que supondría la implementación de la tecnología GDV si se superaban las barreras que presentaba. Por esta razón, compañías como LUZ International siguieron investigando e implementando dicha tecnología en diversos estudios.

Estos estudios fueron el germen de diversos proyectos relacionados con la tecnología GDV. Así pues, es conveniente conocer estos proyectos de implementación de la tecnología GDV.

### **4.3.1 El proyecto ATS**

Aunque las plantas SEGS implementadas por Luz entre los años 1984 y 1991 usaban aceite como fluido calorífero en el campo solar, LUZ analizó en 1988 el potencial que tenía la generación directa de vapor en los colectores, con el fin de seguir abaratando costes.



Los estudios económicos mostraron que la sustitución de la tecnología HTF por la tecnología GDV podía suponer una reducción del 20%, incluso 30% si se llevaban a cabo algunas mejoras en los componentes y diseño global de la planta termosolar.

Basándose en estos resultados y en las conclusiones favorables de unos estudios previos realizados por la Universidad de Tel-Aviv, que ponían de manifiesto la estabilidad del flujo bifásico, LUZ inicio un programa de investigación y desarrollo denominado Advanced Trough System (ATS), que tenía por objetivo final construir nuevas plantas termosolares, basadas en la generación directa de vapor y en un nuevo diseño de colector, de mayores dimensiones y con el eje inclinado 8° sobre la horizontal.

El proyecto comenzó con 2 primeras fases de estudio y mediciones en instalaciones de prueba. Desafortunadamente, durante la tercera fase del proyecto, la quiebra de LUZ, en 1991, paralizó la implementación de una planta termosolar.

#### **4.3.2 El proyecto HIPRESS**

La instalación HIPRESS fue utilizada por el ZSW (Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung, Alemania) entre 1993 y 1994 para estudiar el proceso GDV y elaborar un mapa experimental de las configuraciones que adopta el flujo bifásico agua-vapor en tuberías inclinadas 8°. Estas configuraciones son: intermitente, anular y estratificado. Los resultados obtenidos sirvieron para los futuros proyectos.

#### **4.3.3 El proyecto GUDE**

En 1992, el Grupo de Generación de Energía de SIEMENS (KWU) promovió el proyecto con el objetivo principal de estudiar los parámetros termo-hidráulicos del proceso de generación directa de vapor.

Los datos experimentales obtenidos durante el proyecto GUDE permitieron incrementar de forma importante el conocimiento que hasta el momento se tenía del proceso GDV. Se comprobó que los parámetros más importantes que afectan a la transferencia de calor entre la pared interna del tubo y el fluido son: título de vapor, caudal másico, presión de trabajo y perfil del flujo de calor sobre el tubo, inferior o lateral.

Gracias a los datos experimentales obtenidos en el proyecto GUDE, el DLR pudo ajustar las correlaciones teóricas para la simulación de los perfiles de temperatura que aparecían en los tubos absorbedores.



#### **4.3.4 El proyecto PRODISS**

Los experimentos que se llevaron a cabo en el proyecto GUDE fueron realizados en condiciones estacionarias. Por ello, una vez finalizado, se acometió un nuevo proyecto, el PRODISS, cuyo objetivo fundamental era investigar la influencia que diversos tipos de transitorios ejercen sobre el flujo bifásico.

En dicho proyecto se estudiaron tres tipos de transitorios: de presión, de caudal y de entalpía (variando el título de vapor). Se obtuvieron resultados y conclusiones muy esclarecedoras que deben ser tenidos en cuenta para el sistema de control en una instalación real.

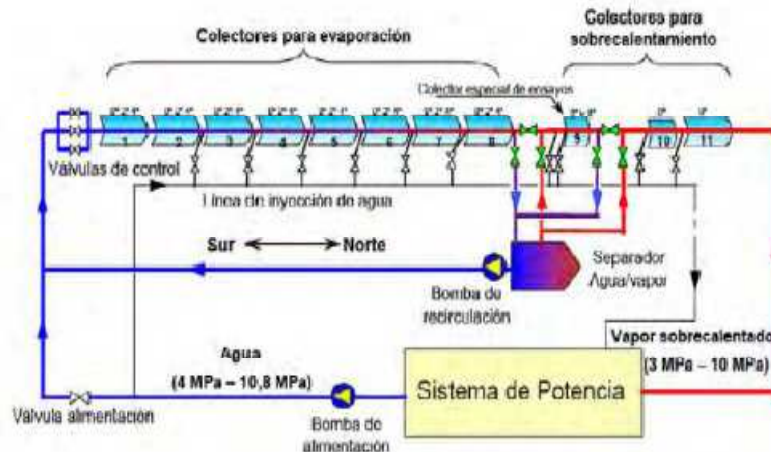
#### **4.3.5 El proyecto DISS**

Dentro de los proyectos llevados a cabo en GDV, el proyecto DISS (Direct Solar Steam) es posiblemente, el más importante porque demostró la viabilidad de esta nueva tecnología para colectores cilindro-parabólicos. El proyecto nació con el objetivo de desarrollar un importante avance en las plantas termosolares con colectores cilindro parabólicos mejorados y generación directa de vapor en los propios tubos absorbedores.

Como paso previo al proyecto, se hizo una recopilación escrita (Dagan, 1992) de todo lo aprendido por la empresa LUZ Internacional durante las fases 1 y 2 del proyecto Advanced Trough System (ATS). Asimismo, se hizo un análisis económico, que puso de manifiesto que la implementación de la tecnología GDV podría reducir el coste de la electricidad generada en un 30% respecto a las plantas SEGS existentes. Se esperaba conseguir esta importante reducción de costes mediante tres objetivos parciales:

1. Desarrollo e implementación de componentes mejorados para los colectores cilindro parabólicos: superficies selectivas con mejores propiedades ópticas y térmicas (mayor absorptividad y menor emisividad), espejos más baratos y de mejor reflectividad, estructuras soportes más ligeras y sistemas de seguimiento del Sol más precisos.
2. Sustitución del aceite térmico por agua-vapor.
3. Introducción de procesos de operación y mantenimiento mejorados para el funcionamiento global de la planta: optimización del acople entre el campo solar y el bloque de potencia, implementación de procedimientos optimizados de arranque y parada, etc.

Durante la Fase I del proyecto DISS (1996-1998), se diseñó e implementó una planta experimental en la Plataforma Solar de Almería (PSA). Durante la Fase II del proyecto (1999-2001), dicha planta se utilizó para la experimentación de la generación directa de vapor; entre otras cosas, se investigó sobre los tres modos básicos de operación que hemos visto con anterioridad: “Un Solo Paso”, inyección y recirculación. Su configuración básica se puede ver en la Figura 56.



**Figura 56: Esquema simplificado de la planta DISS en la PSA**

La planta DISS es la primera instalación construida en el mundo para el estudio bajo condiciones solares reales de todos aquellos procesos en los que se genere un flujo bifásico agua/vapor en colectores cilindro-parabólicos.

## **Diseño**

La planta consta de dos subsistemas: el Campo Solar con colectores cilindro-parabólicos, y el Sistema de Potencia. En el Campo Solar, el agua de alimentación es precalentada, evaporada y convertida en vapor sobrecalentado conforme circula por los tubos absorbentes de una fila de colectores cilindro-parabólicos de 665 m de longitud y 3.838 m<sup>2</sup> de superficie de captación solar. El caudal nominal de vapor sobrecalentado que puede producir el sistema es de 1 kg/s.

El Sistema de Potencia es el lugar donde el vapor sobrecalentado producido por el campo solar es condensado, procesado y utilizado de nuevo como agua de alimentación para el campo solar (funcionamiento en ciclo cerrado).

Esta instalación en su conjunto posee un alto grado de flexibilidad de operación, pudiendo trabajar hasta 100 bar de presión en función de las necesidades. Además, está dotada de una completa gama de instrumentos que permiten una total monitorización del sistema.





Figura 57: Planta DISS en la PSA

Ya se ha dicho al inicio de este tema que el proyecto DISS tenía el doble objetivo de mejorar componentes y demostrar la viabilidad técnica del proceso GDV. Así, el primer objetivo parcial era desarrollar colectores cilindro-parabólicos mejorados. El diseño del colector desarrollado para la planta DISS se basó en el colector LS-3, desarrollado por LUZ para las últimas plantas SEGS, que había mostrado un buen funcionamiento. Los módulos cilindro-parabólicos son idénticos a los del diseño LS-3. Cada módulo está compuesto por 28 unidades de espejos (reflectores) situados en 7 filas transversales a lo largo del módulo, con cuatro espejos por fila.

Uno de los componentes que se diseñó especialmente para los colectores DISS fue el tubo absorbedor. Los tubos utilizados fueron fabricados por Solel Solar Systems utilizando la tecnología desarrollada por LUZ para tubos absorbedores. Cada tubo absorbedor DISS tiene una longitud de 4.08 m y se une a los tubos adyacentes mediante un cordón de soldadura de 2 mm de ancho realizado mediante soldadura de argón. El tubo de acero está cubierto con una superficie selectiva, que posee una absorptividad nominal del 95% y una emisividad del 15% a 300°C.

### Operación y mantenimiento

La planta DISS operó durante más de 2000 horas, desde enero de 1999 hasta diciembre del año 2000, en los modos de “Un Solo Paso” y recirculación; durante el año 2001 el modo que se adoptó fue el de inyección.

En estos años de operación conviene destacar los siguientes aspectos:

1. Errores en el seguimiento del Sol: se requiere una resolución más alta en los encoders y una muy precisa alineación norte-sur de la fila de colectores.



2. Buen funcionamiento de las juntas rotativas: aguantaron bien durante todo el periodo de experimentación, trabajando a 400°C y 125 bar.
3. Mejoras en los tiempos de arranque y parada de la instalación: inicialmente se tardaba alrededor de 6 horas en el arranque, pero este tiempo se consiguió reducir al 50%
4. Buen control de la temperatura y presión de vapor

#### **4.3.6 Proyecto INDITEP y la planta Puertollano GDV**

Tras el proyecto DISS, el siguiente paso lógico debía ser la optimización del proceso GDV y de sus componentes esenciales (separadores agua/vapor, juntas rotativas, esquemas de control, etc.), a la vez que se podía acometer el diseño de detalle de una primera central eléctrica termosolar pre-comercial que funcione con generación directa de vapor en el campo solar.

Por estas razones, el proyecto INDITEP poseía cuatro objetivos básicos:

1. Realizar el diseño de detalle de una primera planta GDV comercial de 5 MWe
2. Optimizar y desarrollar componentes avanzados para hacer la tecnología GDV más competitiva (separadores agua/vapor compactos y económicos, almacenamiento térmico para GDV, etc.).
3. Caracterizar bajo condiciones solares reales los componentes más importantes para campos solares GDV.
4. Realizar un completo estudio socio-económico de la tecnología GDV, para analizar su potencial y las políticas de apoyo necesarias para su implementación comercial a gran escala.

Entre las actividades llevadas a cabo por la PSA dentro del proyecto INDITEP cabe destacar la mejora del campo solar de la planta experimental DISS con el fin de aumentar hasta 1 kg/s el caudal nominal de vapor a 100bar/395°C. Para ello se aumentó su área de captación. Dos colectores cilindro-parabólicos del modelo ET-100 se conectaron en serie a la fila de 11 colectores del proyecto DISS, tal y como se muestra en la Figura 58 (colectores A y B).

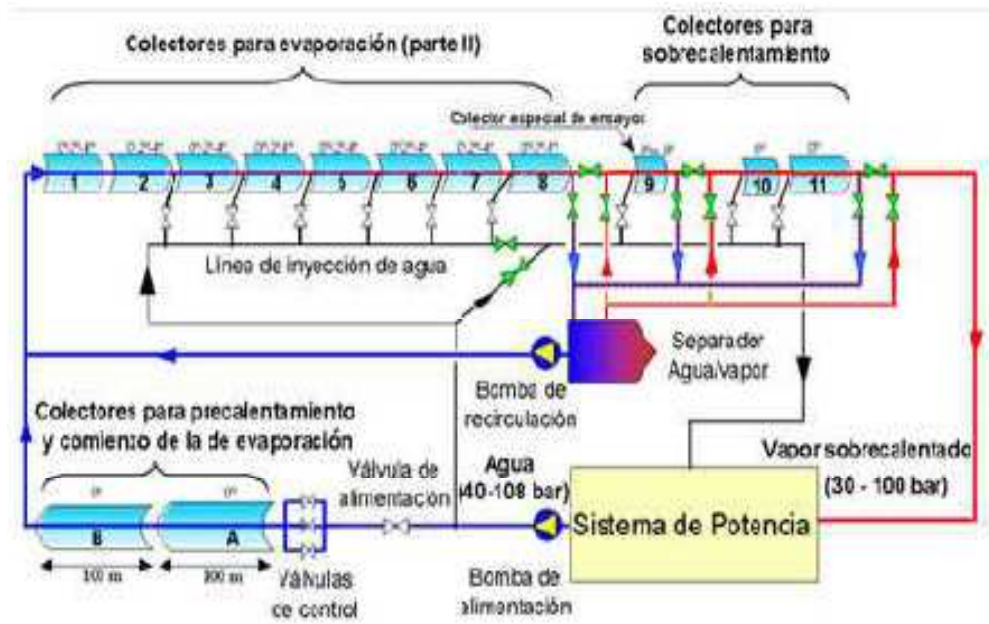


Figura 58: Esquema del campo solar de la planta DISS tras la ampliación del campo solar

Dentro de los cuatro objetivos del proyecto INDITEP cabe centrarnos en el primero, el diseño de detalle de una planta GDV comercial de 5 MW<sub>e</sub>.

La Figura 59 muestra el esquema general simplificado de la planta GDV pre-comercial diseñada dentro del proyecto INDITEP. La potencia eléctrica bruta es de 5,47 MW, mientras que la potencia eléctrica neta del bloque de potencia es de 5,17 MW, con un rendimiento neto de 24,9%.

El campo solar se compone de siete filas paralelas, compuesta cada una de ellas por diez colectores ET-II de 100 metros. Dentro de cada fila, la sección de evaporación y la de sobrecalentamiento se encuentran separadas por un separador agua/vapor. El área total de apertura del campo solar es de 38.385 m<sup>2</sup>, con una potencia térmica pico de 25 MW.

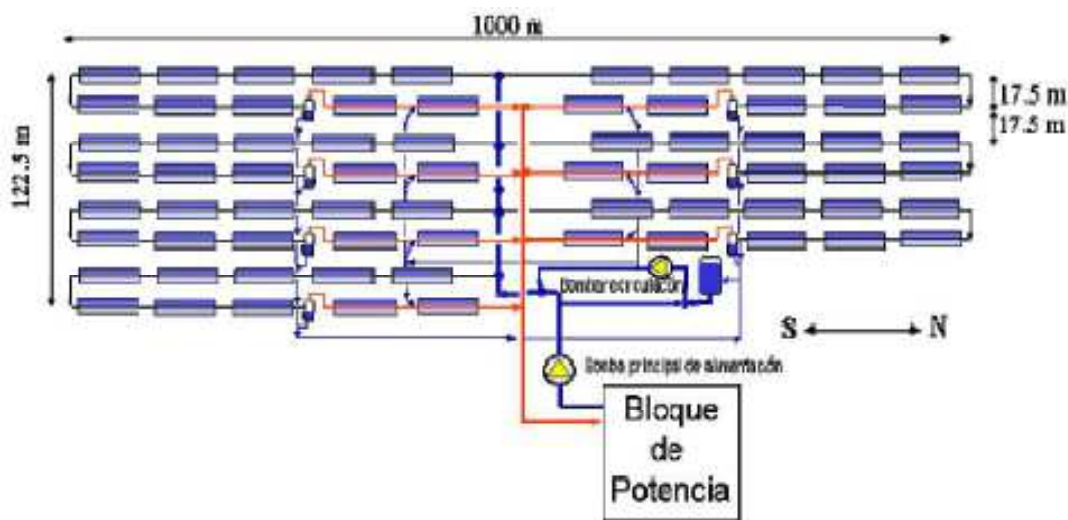


Figura 59: Esquema general de la planta GDV pre-comercial diseñada en el proyecto INDITEP

Una vez finalizado el proyecto INDITEP, comenzó el proyecto ALMERIA GDV en Enero 2006, con el fin de crear una planta pre-comercial de 5MWe en la PSA.

Durante los primeros meses se realizó un plan de negocio que llegó a la conclusión de que una planta GDV de solo 5MWe no puede resultar rentable desde un punto de vista meramente comercial, por su pequeño tamaño y sus altos costes de mantenimiento. Esto llevó a reducir el tamaño de la planta hasta una potencia de 3 MWe, de modo que, aunque dicha planta tampoco resulte económicamente atractiva, se reduce de forma importante la inversión requerida sin merma de la validez de los resultados que en ella se obtengan.

Así pues se redujo la extensión del campo solar y se rehízo el proyecto para 3MWe de potencia. Durante el año 2007 y 2008 el consorcio de empresas busco financiación con ayudas públicas que dieron resultados infructuosos. Con lo que tuvo que acometerse el proyecto con recursos propios. Tras esta decisión, lo siguiente era conseguir la conexión a la red necesaria para la planta.

Puesto que la única opción para poder evacuar desde la PSA los 3 MWe de la planta GDV era construir una nueva línea de media tensión, los socios del proyecto no tuvieron más remedio que desistir de construir la planta GDV en la PSA, ya que el coste extra de la nueva línea eléctrica hacía inviable económicamente el proyecto.

Tras considerar diversas opciones de nuevos emplazamientos, los socios se decantaron por ubicar la planta GDV en el término municipal de Puertollano (Ciudad Real) junto a la planta solar termoeléctrica Ibersol de 50 MWe existente en dicho municipio, comentada en el capítulo 2. Ello obligó al cambio de nombre del proyecto, pasándose a denominar “PUERTOLLANO GDV” en vez de “ALMERIA GDV.

El comienzo de las obras comenzó en octubre de 2010 y la puesta en marcha se ha dado a mediados del año 2012.

La actualización del presupuesto para este proyecto, llevada a cabo a finales del año 2009, ha dado la cifra de 20,8 millones de euros. Salvo la ubicación física de la planta, que se ha movido desde la PSA (Almería) a Puertollano (Ciudad Real), todas las demás características de esta planta GDV se siguen manteniendo. El esquema general propuesto para esta planta GDV es el mostrado en la figura siguiente.

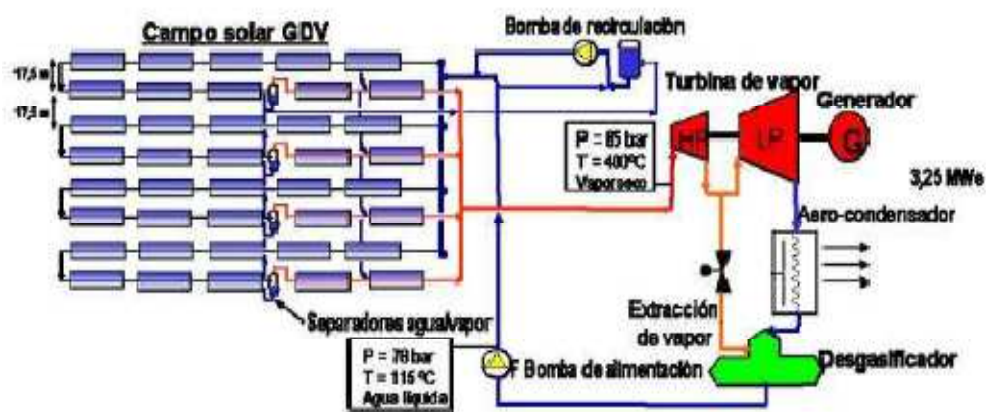


Figura 60: Esquema simplificado de la planta Puertollano GDV.







## Capítulo 5:

# Tecnología de concentración solar mediante colectores lineales tipo fresnel

### 5.1 Introducción

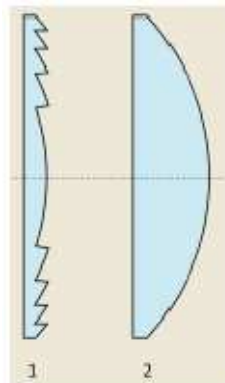
La concentración Solar mediante colectores lineales fresnel se basa en el mismo principio que la generación directa de vapor mediante colectores cilindro-parabólicos. Unos espejos cuasi-planos adecuadamente orientados reflejan la radiación solar hacia un tubo absorbedor, por el que circula agua que se calienta hasta altas temperaturas, se convierte en vapor y llega a unas turbinas que producen electricidad.

La diferencia principal radica en la forma del colector, como se puede ver en la Figura 61. Los colectores lineales fresnel se componen de largas filas de espejos planos (con una ligerísima curvatura) que actúan como lentes fresnel y un tubo absorbedor que se encuentra a una considerable altura (de 7 a 10 m. por encima).



**Figura 61: Planta fresnel "Kimberlina", en California**

Las lentes Fresnel son más delgadas que las convencionales porque en lugar de conseguir la desviación de los rayos mediante la diferencia de grosor del cristal entre los extremos y el centro, lo realiza con diferentes perfiles concéntricos. De esta manera, si en lugar de concentrar los rayos del sol con un gran espejo curvo lo hacemos con muchos espejos delgados y planos, con diferente orientación, tanto la estructura como los espejos son más fáciles de construir.



**Figura 62: Comparación entre una lente de Fresnel (1) y una normal (2)**

## Estudio Técnico-Económico de una Central Termosolar con Tecnología Fresnel



Los muchos espejos alargados que conforman el reflector primario giran durante el día siguiendo al sol, para concentrar la luz en un tubo absorbente que se encuentra encima de ellos. Este tubo está protegido por un cristal delantero y un espejo trasero que ayuda a aprovechar los rayos más oblicuos.

Así pues, un colector linear fresnel está formado por los siguientes componentes:

1. Cimentación y estructura de soporte.
2. Sistema de seguimiento solar.
3. Reflector primario.
4. Tubo absorbedor.
5. Reflector secundario.



## **5.2 Componentes de un colector linear Fresnel**

### **5.2.1 Cimentación y estructura de soporte**

Es simple y ligera, construida mediante perfiles estándar de acero galvanizado. En los sistemas Fresnel, esta estructura, tiene un diseño que disminuye los costes, el trabajo de limpieza y el peligro de avería en condiciones climáticas adversas.

Para que el colector esté bien orientado es imprescindible que los cimientos no se muevan y la estructura de metal que lo sujeta este bien fija. Por eso se excava para tener una base de cemento armado en la que se sujetan los perfiles de acero galvanizado. Tras montar la estructura, que suele tener el reflector primario a 1m de suelo y el secundario a una distancia entre 7 y 10m, se estabiliza con barras y tirantes.

Después se montan los espejos y se comprueba que focalizan correctamente, entonces se puede terminar de asegurar la estructura con lechada anti-contracciones en las uniones de las columnas con el suelo.

### **5.2.2 Sistema de seguimiento solar**

Cada línea de espejos tiene una inclinación, pero al realizar el seguimiento del sol a lo largo del día todas realizan el mismo movimiento relativo. Por eso se pueden girar varias filas con un solo motor, que también se acciona cuando hay fuerte viento (espejos horizontales), granizo (verticales) o limpieza (también verticales para poder pasar entre filas). Los cojinetes se hacen asimétricos para que el centro de gravedad del espejo coincida con el eje, y en general, todos los engranajes se someten a pruebas de resistencia en ambientes con mucho polvo y arena.

En la planta PE1, se utiliza un motor DC de 40W para conducir 250m<sup>2</sup> de campo solar.

### **5.2.3 Reflector primario**

Los espejos alargados que conforman el reflector primario giran durante el día siguiendo al sol. Son los encargados de reflejar y concentrar la luz del Sol en el tubo absorbente que se encuentra encima de ellos, como se puede ver en la siguiente figura.



**Figura 63:** Esquema simplificado de la trayectoria de los rayos solares

La principal razón por la que los espejos fresnel son más baratos que los CCP radica en la forma de uno y otro. Un espejo plano es mucho más sencillo de producir que uno curvado y, por lo tanto, su coste es menor. La ilustración de la Figura 64 da una idea de su simplicidad respecto a un CCP.



**Figura 64:** Reflector primario de la planta PE1

No obstante, investigaciones demuestran que los espejos fresnel funcionan mejor si tienen una ligerísima curvatura ( $R=30m$ ). La eficiencia óptica puede llegar a mejorar hasta un 13%. Esta curvatura se puede conseguir a través del curvado en frío, gracias a un sistema de vacío en el mismo lugar de montaje.

Para asegurar que la superficie del espejo tiene la curvatura requerida, podemos ayudarnos de un scanner en 3D, que proyecta líneas paralelas sobre la superficie a medir y recibe la luz reflejada gracias a una cámara digital. Cada línea está identificada y la anchura de su reflejo da idea de la inclinación de la superficie.

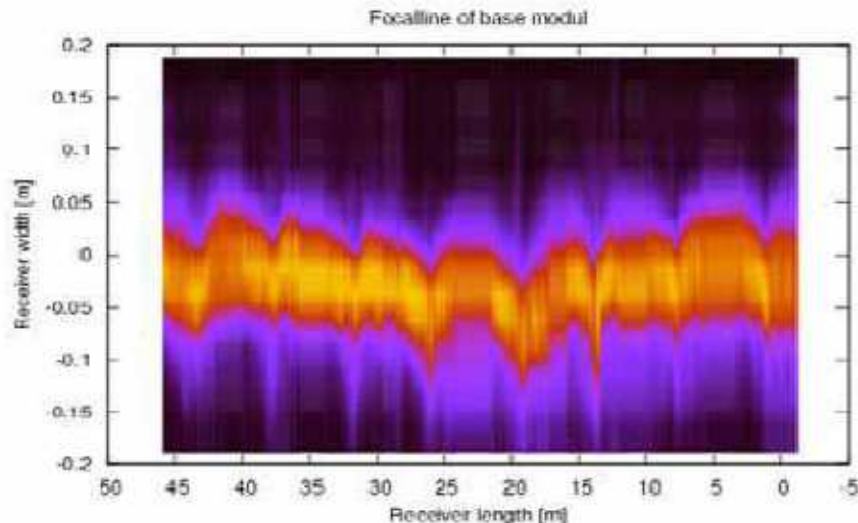


Figura 65: Mediciones de eficiencia óptica en la planta PE1

### **5.2.4 Tubo absorbedor**

El tubo absorbedor está protegido por un cristal delantero y un espejo trasero (reflector secundario) que ayuda a aprovechar los rayos mas oblicuos.

Por el interior del tubo circula agua, que entra en estado líquido y atraviesa el colector, evaporándose y llegando a alcanzar los 270°C.

Un tubo absorbedor debe diseñarse atendiendo a los siguientes criterios:

- La transferencia de calor entre el absorbedor y el agua que circula por el debe ser la máxima posible. Esto se consigue gracias a la utilización de un material y un espesor adecuados. Un buen material es el acero 304 (AISI), con alto porcentaje de Cromo y Níquel.

- La distribución de Temperaturas a lo largo del tubo debe ser uniforme. La distribución no uniforme causaría una acelerada degradación del material.

Las características de estos tubos dependen del fabricante. En la figura siguiente podemos ver un ejemplo.



### CLFR tubo absorción

Material	304 (AISI) / X5CrNi189 (DIN)	
Longitud	1980 ± 2 mm	
Diámetro	70.5 + 0.5/−0.0	
Espesor del tubo de acero	4 + 0.5/−0.0	
Curvatura	≤1 mm/m	
Grado de elipse	≤0.40 mm	
Plano de las terminaciones	≤0.20 mm	
Angulo lateral	45° × 2 mm	
Longitud de terminaciones sin recubrimiento	15 mm	
Rectitud	2 mm/meter	
Recubrimiento	Absorción	93 % ~ 95 %
	Emisión	10 % ~ 13 %
	Novatec test de dureza de 300 horas a 350°C	

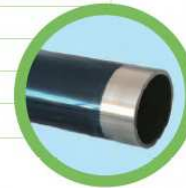


Figura 66: Tabla de características de un tubo absorbedor CSP10 Zytech

### 5.2.5 Reflector secundario

Se trata de un espejo que envuelve al tubo absorbente y trata de aprovechar los rayos más oblicuos para así mejorar el rendimiento del sistema.

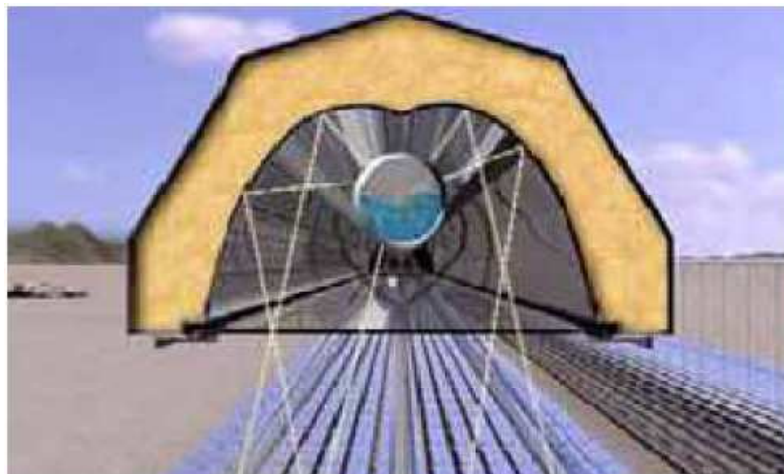


Figura 67: Esquema del reflector secundario en la planta PE1

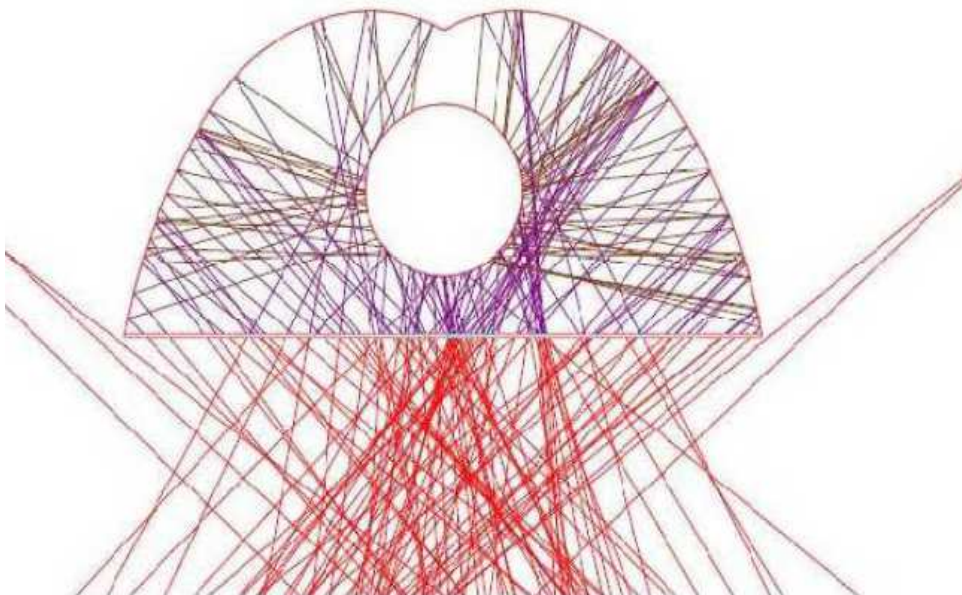
Una gran diferencia de los LFC respecto a los CCP es que no hay vacío ni soldaduras vidrio-metal en el tubo absorbente. El tubo está dentro de una cavidad para evitar las pérdidas por convección pero hay aire y por tanto pérdidas por conducción. Y para que las dilataciones del tubo (que pueden llegar a suponer 6 metros si el tubo es de 1km) no afecten a la estructura, éste se sujeta con perfiles U a la cavidad.

La luz pasa por un vidrio de transmitancia cercana al 95%, para lo cual hay que darle tratamiento antirreflejante. Luego puede llegar directamente al tubo o reflejarse en el espejo secundario que es de mejor calidad y está más limpio que el primario, de



modo que refleja el 95%. La forma de este reflector trata de que todos los rayos que le lleguen se reflejen hacia el colector.

En la Figura 68 se puede apreciar un trazado de rayos en el colector secundario, diferenciados por su temperatura.



**Figura 68:** Trazado de rayos en el colector secundario, los rojos llevan el 90% de la intensidad incidente porque han atravesado el cristal y los marrones el 81% porque han sido reflejados en el secundario.

## **5.3 Esquema de una planta de colectores Fresnel**

Aparte del colector, una instalación lineal fresnel evidentemente cuenta con otros elementos necesarios para la producción de energía eléctrica. El esquema de una planta de esta tecnología es muy similar al de una planta de generación directa de vapor con CCP.

El recorrido que hace el agua a través de toda la instalación es el siguiente:

El agua que atraviesa el campo solar (1) llega a un separador (2) donde el poco líquido restante vuelve a entrar al colector empujado por la bomba de recirculación (9). Si la capacidad de generar electricidad está cubierta, ese vapor pasara a un almacén (3) para poder seguir generando cuando no haya tanta radiación. Si no, llega a una turbina (4) que acciona un generador eléctrico (5). Esta electricidad pasa por unos transformadores antes de llegar a la red (10). El fluido termina de enfriarse en un condensador por aire (6) y llega al tanque de alimentación (7) donde se acumula el agua y se deja que repose para que salgan las posibles burbujas de aire. Y de ahí la bomba de alimentación (8) hace que el agua comience otra vez el ciclo.

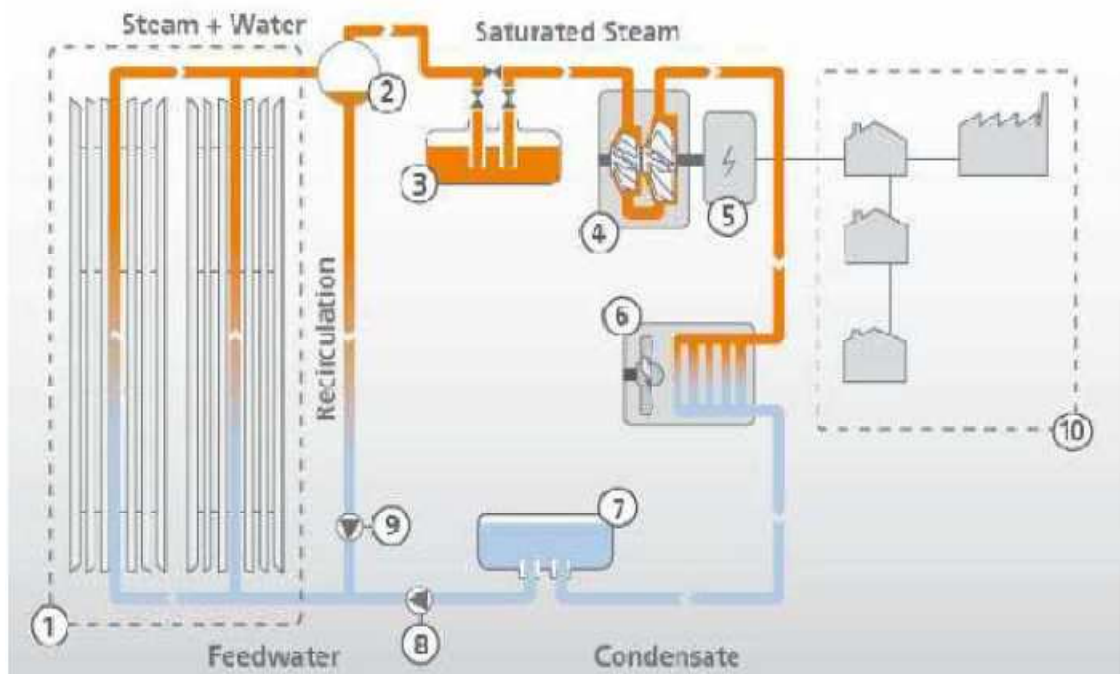


Figura 69: Esquema de la central Puerto Errado 1, en Calasparra (Murcia)

## **5.4 Evolución de la tecnología de concentración solar mediante colectores lineales fresnel**

### **5.4.1 Evolución en el diseño del colector**

El primer proyecto de colector lineal fresnel se construyó en Francia en el año 1961. Desde entonces pasaron muchos años hasta que se retomó el interés y la investigación en esta tecnología.

Tuvo que ser en la década de los 90 cuando Australia retomó la investigación y el desarrollo de la tecnología Fresnel. En el año 1995, la Universidad de Sidney patentó un nuevo sistema de colector lineal fresnel al que denominó CLFR (Compact Linear Fresnel Reflector).

Esta tecnología se basa en disponer varios tubos absorbentes en paralelo dentro de un mismo campo solar. Los reflectores primarios pueden alternar su inclinación para reflejar los rayos a uno u a otro tubo colector como se ve en la Figura 70. De esta forma se consigue aprovechar mejor el terreno, colocando los reflectores primarios mas juntos sin que se den sombra unos a otros.

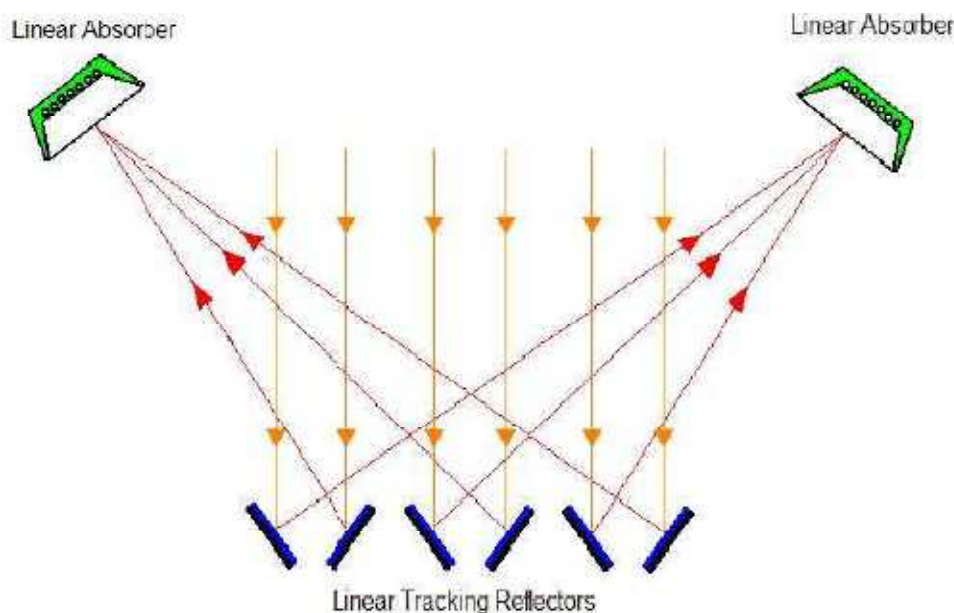


Figura 70: Esquema de la reflexión solar con inclinación de los reflectores primarios

En la última década, el progreso ha sido muy lento pero diversos estudios han implementado el diseño de los colectores, consiguiendo mejores eficiencias ópticas, gracias a la mejora del tubo absorbente y la incorporación del reflector secundario.

## **5.4.2 Instalaciones con colectores fresnel en el mundo**

### **5.4.2.1 El prototipo de Solarmundo en Bélgica**

Para conocer los posibles problemas de la construcción de un LFR, en 1999 se construyó uno de 2500 m<sup>2</sup> en Bélgica, a pesar de que allí no hay mucho sol. Se trataba de conocer las técnicas y materiales ideales, pero rara vez se ha puesto en funcionamiento y los resultados son de modelos por ordenador, no medidos en planta. Su eficiencia óptica con radiación perpendicular es del 61%, contando con las pérdidas térmicas si funcionase a 400°C, la eficiencia del colector queda en 55%.

Contando con las variaciones diarias y anuales resulta un 34,5% y al añadir la generación eléctrica:  $\eta_{\text{anual}}=11\%$ .

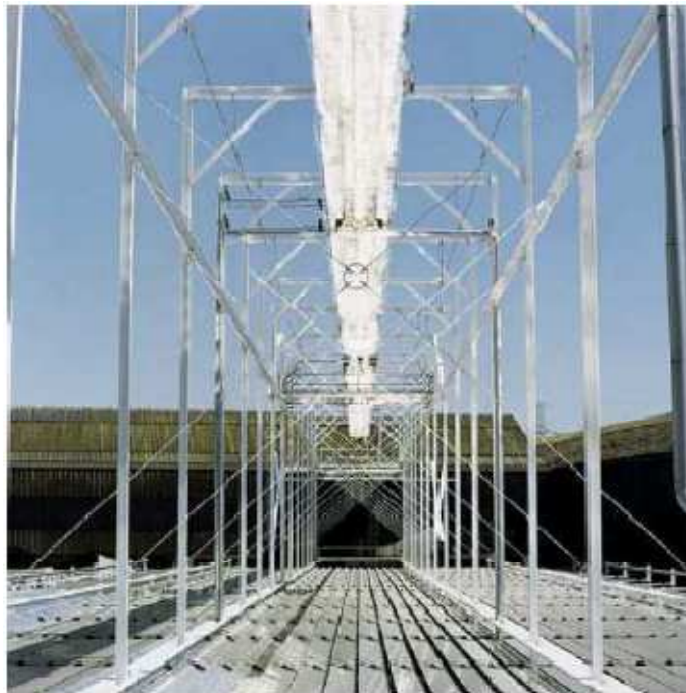


Figura 71: Instalación de Solarmundo



#### **5.4.2.2 Liddel Solar Thermal Station.**



**Figura 72: Planta Liddel en Australia**

Se la puede considerar la primera planta comercial con tecnología fresnel en el mundo. Se sitúa en Nueva Gales del Sur (Australia) y fue construida por la compañía Ausra.

No se trata de una planta termoeléctrica en sí misma, sino que es una planta de apoyo, adyacente a la central térmica de carbón de la empresa Macquarie Generation's.

La primera fase se completó en 2004, cubriendo un área de 1300 m<sup>2</sup> (aprox. una piscina olímpica). En 2005 comenzó la 2ª Fase finalizada en 2008, que actualmente genera 9 MW<sub>t</sub>.

La estación precalienta el agua a 285°C, para suministrarla a las turbinas de la central térmica, lo que supone un ahorro en el consumo de carbón. (Lovegrove y Dennis).

El proyecto final contempla ampliar la planta en un futuro, hasta completar una instalación capaz de producir hasta 25 MW<sub>e</sub>.

Algunas características de este proyecto son:

1. El agua circula a 7,5m de altura.
2. Los reflectores tienen 600m longitud y 1,6m de anchura.
3. Se calcula que podría suministrar entre 100-125 MW<sub>e</sub> por km<sup>2</sup>.
4. El LEC de la central conjunta sería de unos 6,3 c€/kWh.
5. Periodo de amortización: 5 años.

Por ahora la planta solar de Liddell se ha quedado en la fase de demostración, generando únicamente 9MW<sub>t</sub>.



### **5.4.2.3 Kimberlina Solar Thermal Energy Plant**

Situada en Baskerfield, California. Ha sido construida y puesta en funcionamiento por la compañía Ausra en Marzo de 2008.

Se basa en la tecnología CLFR y consta de 3 líneas colectoras (véase Figura 73: Vista aérea de la planta Kimberlina), que generan  $25 \text{ MW}_t$ , conduciendo el vapor a una turbina que genera  $5 \text{ MW}_e$ .

La planta es capaz de producir 225.000 MW-hora cada año por kilómetro cuadrado. Los  $40.000 \text{ m}^2$  que ocupa la planta actualmente son solo la primera fase de prueba del proyecto, que contempla ser ampliado en un futuro.



**Figura 73: Vista aérea de la planta Kimberlina**

El campo solar ocupa  $26.000 \text{ m}^2$  y sus tres líneas colectoras tienen una longitud de 385m.

Aunque pretende ser ampliada en un futuro, la planta Kimberlina por ahora sigue operando en esta fase de demostración. Ausra pretendía construir una gran planta en California después de haber demostrado la viabilidad con la planta Kimberlina. El proyecto consistía en la construcción de la planta "Carrizo Energy Solar Farm", que ocuparía 260 hectáreas y produciría 177 MW.

Finalmente este proyecto quedó abandonado tras vender la compañía los terrenos donde iba a ser construida.

#### **5.4.2.4 Lazo Fresdemo**

El lazo FRESDEMO es una planta piloto para la demostración de la tecnología de concentración solar denominada “Concentrador Lineal” Fresnel.

Se trata de un modulo de 100 m de longitud y 21 m de ancho, con una superficie total de espejo primario de 1.433 m<sup>2</sup>. Esta superficie de espejo se distribuye en 1.200 facetas que están montadas sobre 25 filas paralelas que abarcan toda la longitud del lazo. Este lazo colector está diseñado para la producción directa de vapor a una presión máxima de 100 bar y una temperatura máxima de 450°C.



**Figura 74: Foto del colector FRESDEMO en la PSA**

En la actualidad, este lazo se conecta mediante tuberías a la instalación DISS (DIrect Solar Steam) de la PSA, desde donde se le suministra vapor de origen solar a diferentes regímenes de presión y temperatura con el fin de realizar ensayos en tres regímenes de trabajo diferentes: precalentamiento, evaporación y sobrecalentamiento.

#### **5.4.2.5 La central de Puerto Errado (PE1 y PE2)**

La Central de Puerto Errado 1 ha sido construida por Novatec Biosol en Calasparra (Murcia). Esta central tiene dos líneas de colectores de 16x980 m cada una, ocupa 18.000 m<sup>2</sup> de superficie especular y produce una potencia nominal de 1,4 MW<sub>e</sub> (9,3 MW<sub>t</sub>). Esta potencia eléctrica es obtenida mediante una turbina Siemens SST-120.

La SST-120 es una turbina de carcasa múltiple que consta de varios módulos de turbina acoplados en ambos extremos del árbol del generador. La turbina se puede accionar con un caudal de vapor en paralelo o en serie.

## Estudio Técnico-Económico de una Central Termosolar con Tecnología Fresnel



**Figura 75: Fotografía del campo solar de la planta PE1**

La producción que esperan al año en la planta es de 2000 MWh. La planta trabaja a presiones entre 35 y 55bar, y temperaturas de entrada de unos 70°C y de salida de 270°C. El fabricante detalla que la eficiencia óptica es del 67% en estos momentos, y se calcula que será de al menos del 63.7% tras 25 años de funcionamiento.

Uno de los puntos que el fabricante resalta para vender su tecnología es la facilidad de limpieza y mantenimiento de los colectores. En la siguiente figura se aprecia la automatización de esta limpieza, con un robot, mucho más sencilla que en los colectores CCP.



**Figura 76: Limpieza automatizada de los espejos en la PE1**





La radiación solar se concentra en una línea focal a una altura de 7.40 m, donde se encuentra el tubo absorbedor. El sistema de refrigeración se realiza mediante condensadores de aire, lo que supone un considerable ahorro de agua.

La planta también cuenta con un sistema robotizado que limpia las distintas líneas de espejos y una caldera de energía solar que puede ser utilizada en plantas de energía solar, plantas de desalinización y en diversos procesos industriales.

Novatec Biosol ha desarrollado el sistema modular NOVA-1 que permite ser escalable desde 1 MW hasta cientos de ellos. Cada uno de los módulos NOVA-1 cuenta con todos los componentes necesarios para la generación de vapor: cimientos, estructura soporte, reflectores primarios, unidades receptoras y sistema de seguimiento solar.

El módulo básico NOVA-1 consiste en 128 reflectores primarios, dispuestos en 16 filas paralelas, con un área de apertura de  $513.6\text{m}^2$ . Los módulos básicos se unen longitudinalmente para formar una fila colectora.

Filas colectoras de las siguientes dimensiones pueden ser utilizadas para formar un campo solar de cualquier tamaño:

- Mínima longitud de la fila: 5 módulos, 224 metros.
- Máxima longitud de la fila: 22 módulos, 985 metros.

La planta Puerto Errado 1(PE1) cuenta con 36 módulos NOVA-1 que ocupan  $18.000\text{m}^2$ .

Desde 2009, esta planta está conectada a la red local y vende electricidad a las localidades cercanas. Pero la planta PE1 solo se trata de una planta de demostración para otra que ya está construida anexa a ella, la planta PE2 (Puerto Errado 2) que utiliza varios cientos de módulos, ocupa  $600.000\text{m}^2$  y genera  $30\text{MW}_e$ .



**Figura 77: Estado de las obras de la planta PE2 en Abril de 2011**

#### **5.4.2.6 Kogan Creek Solar Boost Project**

CS Energy y Areva están construyendo una gran planta CLFR en el suroeste de Queensland (Australia). Tendrá una potencia nominal de 44MW que se añadirán a los 750 MW de la planta térmica de carbón anexa a ella.

Así pues, la Kogan Creek Solar Boost será una planta de apoyo que alimentará de agua al sistema para incrementar la eficiencia de la planta de carbón y disminuir su consumo fósil.

Los 44 MW de potencia nominal reportan unos 23 MW de potencia media, lo que se traduciría en 40 gigawattios hora de electricidad cada año. Permite el abastecimiento de energía para 5000 hogares y consigue ahorrar el equivalente a 35.600 toneladas de CO<sub>2</sub> al año.

Ocupará una extensión de 300000m<sup>2</sup>. Su presupuesto es de 98.8millones de \$ y entrará en operación a finales del año 2012.

En la siguiente figura vemos donde se situará esta instalación anexa a la planta de carbón.



**Figura 78: Vista aérea de la planta de carbón y esquema de la situación de la planta CLFR**

**Estudio Técnico-Económico de una  
Central Termosolar con Tecnología Fresnel**







# Capítulo 6:

## Dimensionado de una central con colectores lineales Fresnel

### 6.1 Introducción

En los capítulos anteriores hemos hablado sobre la tecnología de los colectores cilindro-parabólicos y los colectores lineales fresnel, siendo ambas opciones métodos de obtención de electricidad a través de la generación directa de vapor. Así pues, conviene hacerse varias preguntas: ¿Cual es la opción más atractiva?, ¿Qué ventajas e inconvenientes presenta cada una de ellas?, ¿Son mejores que la tecnología HTF?, ¿Por cual debemos apostar en un futuro?, ¿Son competitivas con los combustibles fósiles?

El primer paso para tratar de dar respuesta a estas preguntas será enumerar las ventajas e inconvenientes que presentan las tecnologías GDV frente a la tecnología HTF, que ha sido la imperante hasta ahora en la energía solar termoeléctrica.



## **6.2 Ventajas e inconvenientes (GDV vs HTF)**

### **Ventajas:**

1. Al tener agua como fluido de trabajo, se eliminan tanto el riesgo de fugas contaminantes como el de incendio debido al aceite térmico.
2. Se puede aumentar la Temperatura máxima del ciclo de potencia por encima de los 400°C en las centrales termoeléctricas. Este límite, venía impuesto por la rápida degradación del aceite sintético a altas temperaturas.
3. Permite la reducción del campo solar para una misma generación eléctrica. Eliminando el fluido intercambiador aumentamos el rendimiento global de la planta, reducimos sus instalaciones y eso supone una menor inversión.
4. Menor uso de material para la construcción del campo solar, con su consecuente reducción de costes. La tecnología fresnel utiliza 28kg/m<sup>2</sup> de campo solar, frente a los 135 kg/m<sup>2</sup> de un CCP.
5. Se simplifica la configuración de la planta. No solo se elimina el intercambiador de calor sino también todos los sistemas auxiliares del circuito de aceite (sistema antiincendios, antifugas, sistema de purga y sistema de intertización). Esta simplificación supone una reducción sensible y muy beneficiosa en la cuantía de la inversión inicial.
6. Reducción en los costes de operación y mantenimiento. Esto es debido a que los circuitos de aceite térmico requieren una reposición anual del 4% del fluido. También requieren una protección anticongelante para temperaturas ambiente bajas. El aceite térmico más utilizado es el denominado Therminol VP-1, que posee una temperatura de congelación de 12 °C y obliga a mantener en todo momento al aceite por encima de esa temperatura.
7. Las numerosas aplicaciones del vapor saturado, ya que puede enviarse directamente a una turbina de vapor para generar energía eléctrica, se puede utilizar en numerosas industrias que usan calor, como la extracción de carbón, petróleo y gas, las plantas desaladoras y de cogeneración y en los procesos de manufacturación en las industrias de alimentación, papelería, textil y químicas, entre otras.



### **Inconvenientes:**

1. Necesidad de tuberías, válvulas y accesorios más fuertes, con paredes más gruesas que sean capaces de soportar unas mayores presiones de trabajo. Este aumento de la presión de trabajo aumenta el precio de los componentes.
2. Si se opta por instalar los tubos absorbedores rígidamente con los colectores girando alrededor de ellos, se requieren unas estructuras soporte de más pesadas con el fin de conseguir una buena rigidez.
3. Debido al flujo bifásico existente en el campo solar y a las diferentes propiedades termodinámicas que poseen el agua líquida y el vapor, los sistemas de control necesarios en un sistema GDV son más complejos y costosos que los empleados con HTF.

En los años 90, científicos de la PSA elaboraron un balance global estudiando y cuantificando económicamente ambas opciones. Este balance resultó ser positivo para la Generación Directa de Vapor y alentaba de forma clara al desarrollo de la tecnología GDV.

Dicho esto parece muy atractiva la opción GDV, pues así ha quedado demostrado en diversos estudios y en experiencias en centrales precomerciales.

Ahora bien, centrándonos en el agua como fluido de trabajo, tenemos dos tipos de colectores: los Fresnel y los CCP. Conviene compararlos pues, tratando de determinar las ventajas e inconvenientes de cada una de estas opciones.



## **6.3 Ventajas e inconvenientes (Fresnel vs CCP-GDV)**

### **Ventajas**

1. Menores costes de construcción: se utiliza un diseño modular más rápido y sencillo con un montaje de alta precisión.
2. Capacidad de producción escalable.
3. Construcción automatizada de los componentes clave.
4. Utiliza menos espacio que otras tecnologías al no requerir un terreno perfectamente llano.
5. Visualmente menos intrusivo: los reflectores no superan los 1,2 m de alto.

### **Inconvenientes**

1. El colector Fresnel tiene un factor de concentración inferior al que se consigue con un colector cilindro-parabólico. Así pues se consiguen temperaturas menores de vapor y la eficiencia energética es menor.
2. La tecnología Fresnel está menos estudiada que la CCP, la cual tiene un amplio desarrollo a lo largo de los años.
3. Los espejos fresnel producen sombreamientos unos sobre otros en las primeras y en las últimas horas del día. Esto es debido a la proximidad entre las filas y ocasiona una pérdida de generación eléctrica en esas horas.

En el presente proyecto, he considerado que la mejor forma de establecer una comparación de la tecnología Fresnel con la CCP es dimensionar una planta Fresnel y contrastarla con los estudios que se han realizado sobre CCP.



## **6.4 Dimensionado de una central con colectores lineales Fresnel**

Esta tecnología está dando sus primeros pasos para el desarrollo comercial y es tarea difícil encontrar en la bibliografía datos concretos sobre las plantas que se encuentran en funcionamiento. Del mismo modo, a diferencia de la tecnología CCP, no se pueden encontrar catálogos comerciales de sus elementos principales.

Únicamente dos compañías energéticas en el mundo están actualmente construyendo plantas CLFR. Estas compañías son: Areva Solar y Novatec Biosol.

Basándonos en los pocos datos que proporcionan estas compañías, en las experiencias de la PSA, así como en los datos teóricos, en las siguientes páginas se intentará hacer el dimensionado básico de una central CLFR. Se busca analizar y elegir los distintos elementos y parámetros que definirán la central termosolar de tecnología lineal Fresnel que se utilizara como modelo de estudio.

Los aspectos que se van a tratar abordan los siguientes campos:

- Ubicación geográfica.
- Potencia nominal de la planta.
- Tipo de colector.
- Tubos absorbedores empleados en el campo solar.
- Tamaño del campo solar.
- Tamaño y tipo del sistema de almacenamiento.
- Turbina de vapor utilizada.
- Apoyo fósil.

Como punto de partida nos centraremos en las centrales termoeléctricas Fresnel construidas en la actualidad y en los resultados de estas.



## **6.4.1 Ubicación geográfica. Análisis del potencial solar**

### **6.4.1.1 Conceptos generales sobre radiación**

Para poder evaluar el recurso solar del cual se dispone al instalar una central termosolar es preciso conocer el periodo de tiempo que estará expuesto al Sol a lo largo del año y la intensidad con que llegará su energía.

Estos parámetros dependen de factores generales como la localización geográfica, y factores locales como la inclinación, orientación y obstáculos del emplazamiento.

Es preciso pues, antes de elegir un emplazamiento, explicar todos los factores que influyen en la energía recibida del Sol y las técnicas a utilizar para realizar una correcta evaluación del recurso solar disponible.

En primer lugar haremos referencia a dos conceptos a los que se hace referencia en numerosas ocasiones y cuyo significado conviene aclarar:

**Irradiancia solar:** Es la energía que incide por unidad de tiempo sobre una superficie de terreno determinada. Su valor está dado por unidad de tiempo por lo que hace referencia al concepto de potencia y la unidad empleada para referirnos a ella es el  $W/m^2$  y sus múltiplos.

**Irradiación o radiación solar:** Se obtiene al integrar la irradiancia entre un determinado tiempo inicial y final, por lo tanto constituye la energía que incide sobre una determinada superficie. Tiene unidades de energía por lo que se expresa empleando las unidades de  $Wh/m^2$  o  $J/m^2$  y sus múltiplos.

Ahora se hará referencia a las distintas componentes que tiene la radiación global que llega a la Tierra. La radiación global es el resultado de la unión de la radiación directa (HD), la radiación difusa (Hd) y la radiación reflejada (Hr).

$$H_g = H_D + H_d + H_r$$

**Radiación directa:** Su procedencia es directamente del Sol, así que no ha sufrido ningún tipo de modificación. Este tipo de radiación tiene una única dirección de incidencia y posee la particularidad de poder ser concentrada. Es la única componente que puede ser aprovechada mediante los colectores solares de concentración.



**Radiación difusa:** Su procedencia no es directa del Sol, ha sufrido cambios de dirección debido a las reflexiones y refracciones producidas al atravesar la atmosfera. La radiación difusa no dispone de un único ángulo de incidencia y, por tanto, no se puede concentrar.

**Radiación reflejada:** También llamada radiación de albedo. Es la componente que procede de la reflexión producida por los elementos de la superficie terrestre y el valor de esta reflexión dependerá del coeficiente de reflexión o coeficiente de albedo de cada tipo de superficie.

Por otro parte, hay que indicar que la radiación que llega a la superficie está condicionada por diversos factores climáticos y astronómicos.

Como factores climáticos nos referimos a los responsables de la atenuación del espectro de la radiación solar. Entre estos factores destacamos las nubes, el ozono y el vapor de agua, entre otros. Son estos fenómenos los que provocan que la radiación esperada en la Tierra no sea finalmente la que medimos en su superficie.

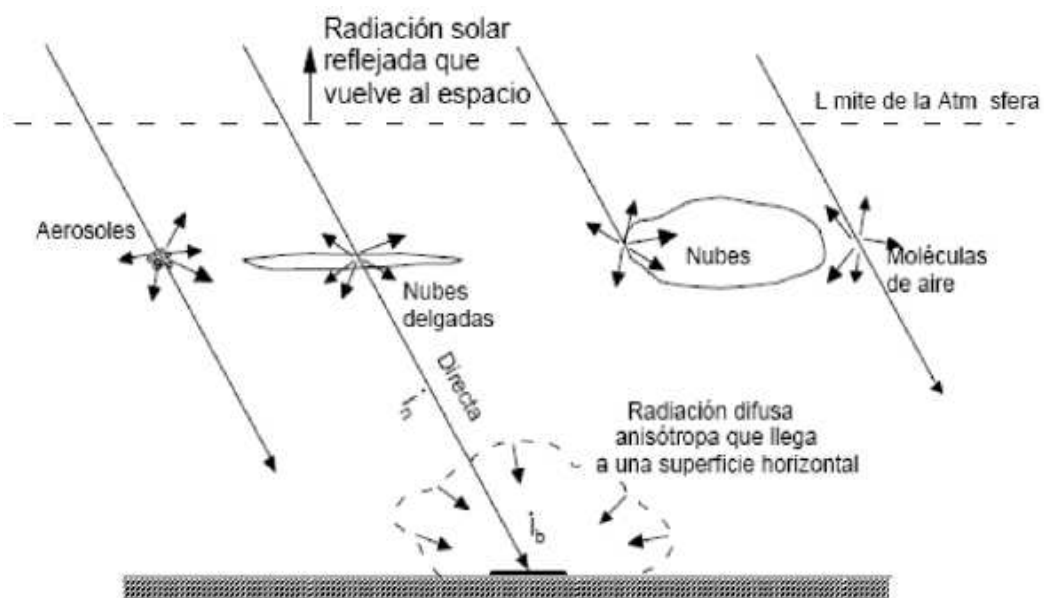


Figura 79: Radiación que llega a la superficie de la Tierra

Así pues, es evidente que las medidas de radiación variarán entre un día sin nubes y otro con nubes, como podemos ver en la siguiente figura.

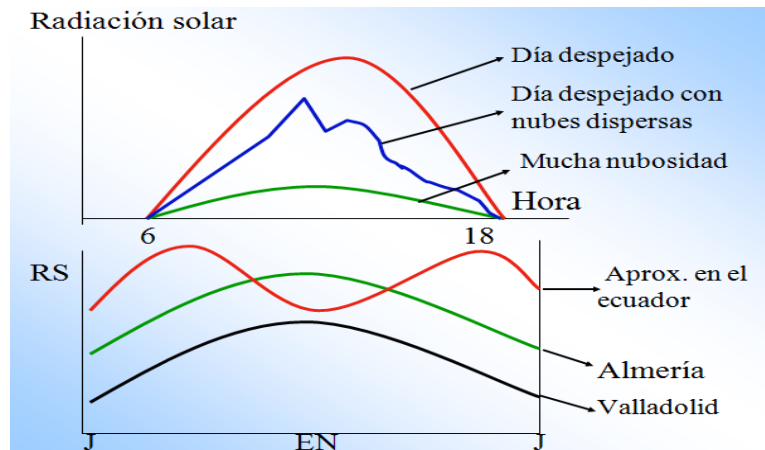


Figura 80: Graficas de las medidas de radiación en un día dependiendo de la nubosidad y de la situación geográfica.

Por factores astronómicos entendemos la localización del lugar donde midamos la radiación. La geometría de la Tierra respecto al sol, define el recorrido de la radiación a través de la atmosfera y el ángulo de incidencia de los rayos.

De esta manera, la posición del sol en cada emplazamiento y en cada instante está determinada por la altura solar y el azimut, factores que condicionan la radiación recibida a cada momento.

Parece evidente que para emplazar y dimensionar cualquier central de generación de energía es fundamental conocer la disponibilidad energética que tenemos en la zona, de forma cualitativa y cuantitativa.

En el caso de las centrales solares, esta disponibilidad energética hace referencia a la radiación solar, y más concretamente a su componente directa. Para conocer esta disponibilidad debe efectuarse lo que se conoce como un estudio de radiación.

Dicho estudio de radiación pretende conocer los datos de radiación en un emplazamiento y para ello es posible recurrir a distintas fuentes de información tales como:

- Estaciones meteorológicas.
- Modelos matemáticos.
- Atlas solares, tablas y bases de datos.

En las estaciones meteorológicas, existen varios aparatos, unos más costosos que otros, que son utilizados para medir las diferentes componentes de la radiación solar. Los más utilizados son: el heliógrafo, que mide las horas de sol; el piranómetro, que mide la radiación global, el piranómetro de difusa, y el pirheliómetro, para medir la radiación directa.



Los modelos matemáticos permiten calcular la irradiancia solar que se recibe en cualquier situación de la superficie terrestre. Estos modelos pueden presentar una mayor o menor complejidad, asociada a su precisión.

Los atlas solares, las tablas y las bases de datos nos proporcionan la información recopilada por diversas fuentes sobre radiación solar. Dentro de las bases de datos de datos son de destacar dos importantes y de fácil acceso: el PVGIS, para Europa y África; y el proporcionado por la NASA, para cualquier posición del planeta. Estas bases de datos serán las consultadas a la hora de hacer el estudio de radiación de este proyecto.

Retomando el tema de la elección del emplazamiento idóneo, es evidente que una central termoeléctrica deberá localizarse en lugares donde podamos aprovechar en mayor medida la radiación solar. Como ya hemos explicado la única componente de la radiación solar que podemos aprovechar mediante los colectores solares de concentración es la llamada radiación directa. Así pues, es comprensible que se deberá emplazar la central en un lugar donde tengamos altos valores de radiación directa a lo largo del año.

Son especialmente idóneas en este sentido las regiones áridas del planeta, donde la poca nubosidad no interfiere la llegada de radiación.

Para hacer una buena elección se puede hacer alusión al concepto de cinturón solar, que es la región del planeta situada alrededor de los 40 grados latitud norte y los 35 grados latitud sur. Los países situados en esta zona tienen buenos valores de radiación directa y podrían ser un buen emplazamiento para centrales solares.

Según un informe de Greenpeace de 2011 las zonas que cuentan con mejores condiciones para la instalación de centrales son el Norte y Sur de África, los países mediterráneos, lugares desérticos de la India y Pakistán, Oriente Próximo y Oriente Medio, partes de Brasil y Chile, México, la zona Sur-Oeste de Estados Unidos y Australia.

Este informe de Greenpeace escoge las zonas que cuentan con una irradiación solar mayor de 2000 kWh/m<sup>2</sup>/año, definiendo como los mejores emplazamientos aquellos que cuentan con unos valores mayores de 2800 kWh/m<sup>2</sup>/año.

En las siguientes figuras podemos ver dos mapas de radiación solar que ilustran estas afirmaciones.

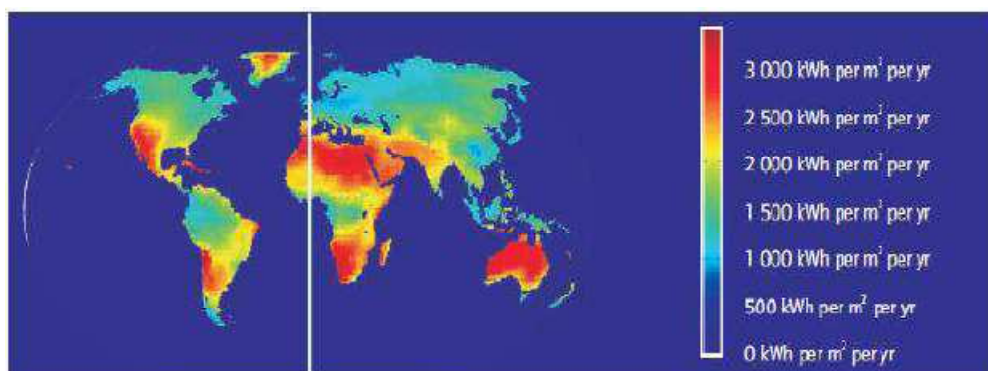


Figura 81: Valores medios de radiación solar en el mundo (Fuente: International Energy Agency, 2011)

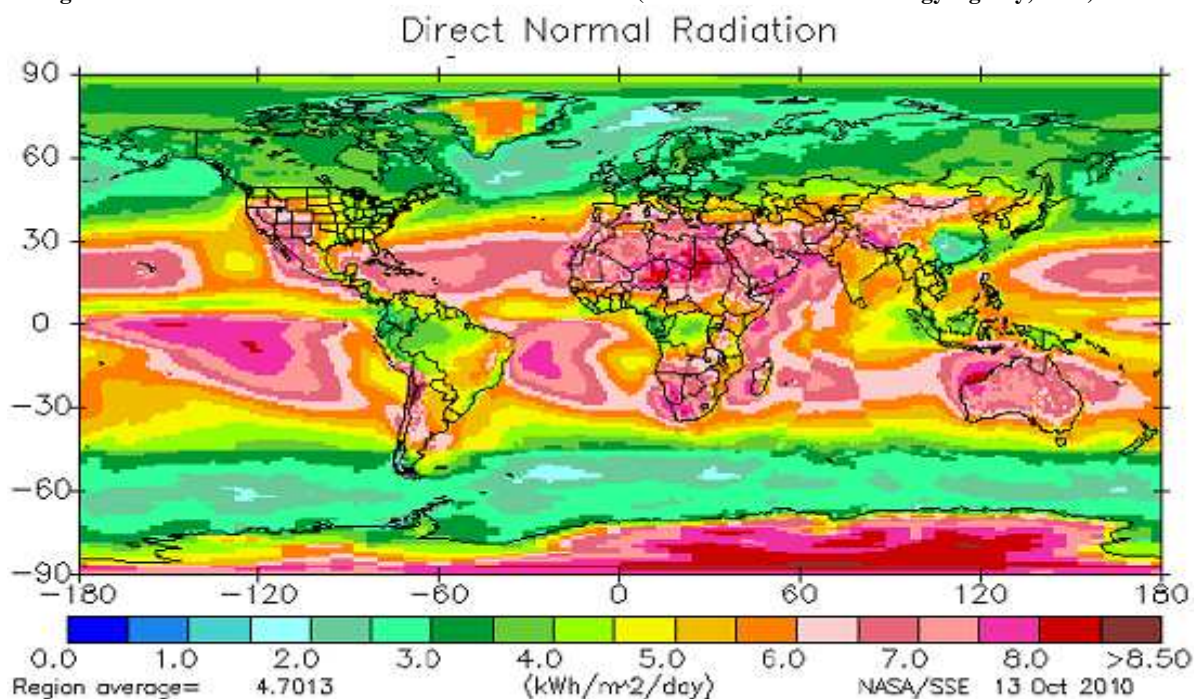


Figura 82: Valores medios anuales de radiación solar directa en el mundo (Fuente: NASA)

En el caso concreto de querer situar la central en nuestro país podemos acudir a los mapas elaborados por IDAE (Instituto para la Diversificación y el ahorro Energético). En ellos se divide al país en cinco zonas climáticas atendiendo a sus valores de irradiancia. Estos valores son los representados en la siguiente Tabla:

Zona climática	MJ/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>
I	< 13,7	< 3,8
II	13,7 - 15,1	3,8 - 4,2
III	15,1 - 16,6	4,2 - 4,6
IV	16,6 - 18	4,6 - 5
V	> 18	> 5

Tabla 1: Zonas climáticas en España, según IDAE

Atendiendo a esta clasificación, el IDAE elabora un mapa de España diferenciando sus cinco zonas climáticas, como se puede ver en la Figura 83.

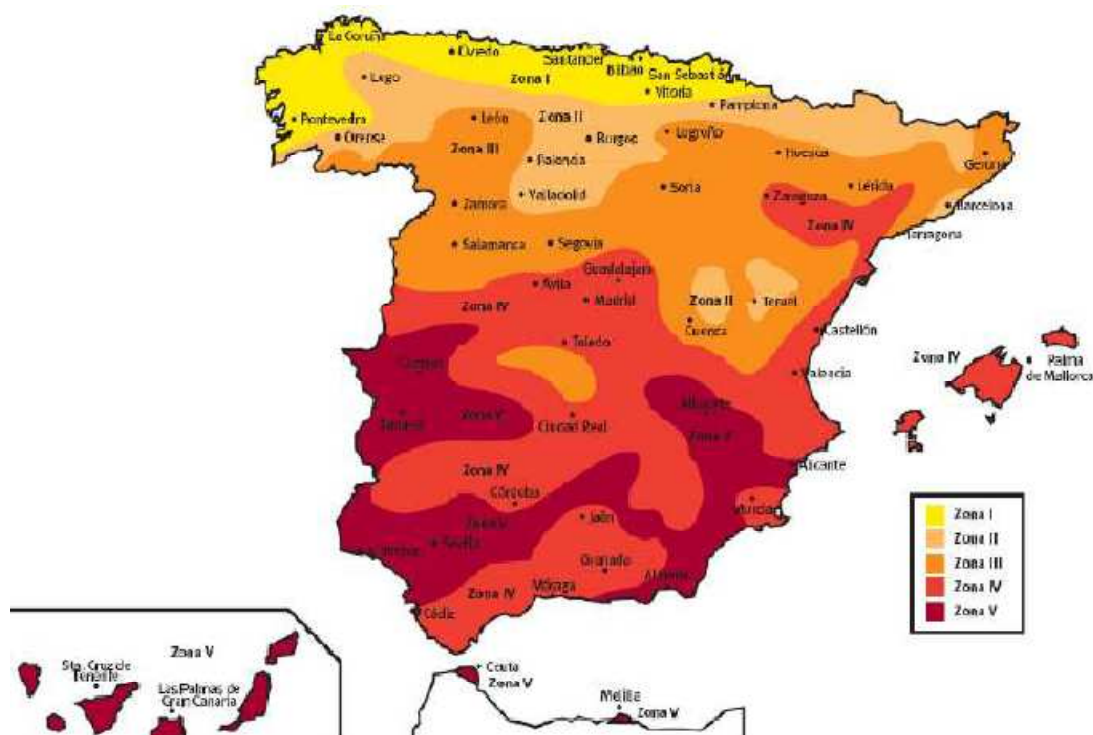


Figura 83 Mapa de las distintas zonas climáticas en España, según IDAE





#### **6.4.1.2 Análisis y elección de distintos emplazamientos**

Se va a llevar a cabo un estudio sobre tres posibles emplazamientos de nuestra central termoeléctrica: ciudad de Valladolid, la Plataforma Solar de Almería y en el desierto del Sahara.

Para obtener los datos de radiación normal directa, acudiremos a las bases de datos NASA, disponibles para cualquier usuario a través de internet.

En éstas se proporcionan de manera clara los datos de radiación solar directa en cualquier emplazamiento.

NASA (<http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>)

1. Ciudad de Valladolid.

Situación geográfica: 41° 39' latitud Norte y 4° 44' latitud Oeste.

**Radiación normal directa (kWh/m<sup>2</sup>/día)**

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Media de los últimos 22 años	3,42	4,97	5,85	5,67	5,95	6,90	7,32	6,42	5,50	4,14	3,50	2,95

**Media anual:** 5.22 kWh/m<sup>2</sup>/día

2. Plataforma Solar de Almería, Desierto de Tabernas.

Situación geográfica: 37° 05' latitud Norte y 2° 21' latitud Oeste.

**Radiación normal directa (kWh/m<sup>2</sup>/día)**

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Media de los últimos 22 años	4,28	4,83	5,44	5,85	6,14	7,66	7,84	6,90	5,62	4,57	4,04	3,73

**Media anual:** 5.59 kWh/m<sup>2</sup>/día



### 3. Desierto del Sahara.

Situación geográfica: 24° 30' latitud Norte y 22° 12' latitud Este.

Esta ubicación corresponde a la zona Este de Libia. Se ha elegido esta zona debido a que es una de las escasas zonas del planeta donde, acorde con los datos de la NASA, la radiación solar directa media anual supera los 8.5 kWh/m<sup>2</sup>/día.

#### **Radiación normal directa (kWh/m<sup>2</sup>/día)**

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Media de los últimos 22 años	6,56	7,81	8,00	8,58	9,34	10,3	9,97	9,50	8,90	8,44	7,75	6,98

**Media anual: 8.52 kWh/m<sup>2</sup>/día.**

### **6.4.1.3 Elección final del emplazamiento**

En la elección real del emplazamiento de una central termoeléctrica hay que atender a numerosos factores. Algunos de estos factores son: disponibilidad de agua, situación política del país, ayudas gubernamentales, conexión a la red, precio de los terrenos, etc.

Si se atendiera únicamente a los datos de radiación directa, el mejor emplazamiento para la central sería en el desierto del Sahara. No obstante, se ha decidido emplazar la central en nuestro país, más concretamente en el desierto de Tabernas (Almería). El impulso de nuestro país a las energías renovables hace aconsejable esta decisión, gracias a las primas que se le da a la industria termoeléctrica que favorecen la rentabilidad de las centrales.



**Figura 84 Mapa de ubicación de la planta termosolar.**



### **6.4.2 Potencia nominal. Dimensionado de la instalación**

Las ayudas en nuestro país para las centrales de energía renovable establecen el límite máximo de potencia nominal en 50 MW. Así pues, si se desea que la central se beneficie de las primas en la venta de electricidad será necesario dimensionarla con una potencia nominal inferior a 50 MW.

En nuestro caso se ha creído conveniente dimensionarla con una potencia nominal de 45 MW.

### **6.4.3 Tipo de colector y tubo absorbedor.**

El tipo de colector que vamos a utilizar viene impuesto por los pocos datos comerciales de los que disponemos.

Para la central a estudiar elegiré el sistema modular NOVA-1, creado por la empresa NOVATEC-BIOSOL para las centrales PE1 y PE2 situadas en Calasparra (Murcia). El sistema modular NOVA-1 es el tipo de colector del que más datos disponemos y ya ha demostrado su eficiencia de manera práctica.

### **6.4.4 Turbinas de vapor utilizadas**

Por las mismas razones anteriores, se van elegir las turbinas de vapor que se han instalando en la planta PE2. Estas turbinas son de la compañía General Electric y proporcionan una potencia nominal de 15 MW cada una.

Así pues, para la potencia nominal de 45 MW que se desea en nuestra planta, serán requeridas 3 turbinas de 15 MW de la compañía General Electric.

### **6.4.5 Apoyo fósil**

Se ha demostrado que el uso de combustibles fósiles, en un pequeño porcentaje, como apoyo al sistema de concentración solar consigue una mejora notable en el rendimiento de las plantas termosolares.

Algunas de las ventajas que proporciona el apoyo de combustible fósil son:

- Permite una generación eléctrica más regular, reduciendo las inestabilidades generadas por las intermitencias de la radiación solar.
- Aumenta la capacidad de producción eléctrica.



- Consigue abaratar el coste de la energía eléctrica producida.

El porcentaje de energía generada por el apoyo fósil viene marcada por la normativa legal vigente. El REAL DECRETO 661/2007, del 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, expone que existen dos posibilidades de venta para las plantas solares termoeléctricas: a tarifa regulada o mediante prima de referencia.

Dice también este Real Decreto que en estas instalaciones se podrán usar equipos que utilicen un combustible para el mantenimiento de la temperatura del fluido transmisor de calor para compensar la falta de irradiación solar que pueda afectar a la entrega prevista de energía.

La generación eléctrica a partir de dicho combustible deberá ser inferior, en cómputo anual al 12 % de la producción total de electricidad si la instalación vende su energía de acuerdo con la opción de tarifa regulada, que estipula la posibilidad de ceder la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución, percibiendo por ella una tarifa regulada, única para todos los periodos de programación, expresada en céntimos de euro por kilovatio hora.

Dicho porcentaje podrá llegar a ser el 15 % si la instalación vende su energía de acuerdo a la opción prima de referencia, que posibilita vender la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica. En este caso, el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado en su caso, por una prima en céntimos de euro por kilovatio hora.

La planta Puerto Errado 2 que sirve como modelo de este proyecto no utiliza hibridación con combustible fósil y, por ese motivo, se ha considerado conveniente seguir la misma distribución en este proyecto. No obstante, como posibles mejoras, se contemplaría la posibilidad de contar con un 12% de apoyo fósil que mejore el rendimiento de la planta.

#### **6.4.6 Sistema de almacenamiento**

Uno de las mayores virtudes de las centrales solares termoeléctricas frente a otras fuentes de energía renovables es su capacidad de almacenamiento, y una generación de energía eléctrica más estable e independiente de la variabilidad del recurso solar.

Además, la economía, el rendimiento y las estrategias de operación de las



plantas se ven enormemente favorecidas por esta posibilidad de almacenamiento al poder adaptarse mejor a las necesidades de la demanda del mercado eléctrico.

Con un sistema de almacenamiento, sería aconsejable acudir al mercado eléctrico con discriminación horaria, pues el almacenamiento permitiría almacenar energía en horas-valle y vender la electricidad en horas pico, donde el precio de la electricidad es más alto. De esta forma se conseguirían mayores beneficios y una planta más rentable.

No obstante, el poco desarrollo de la tecnología fresnel hace que todavía no se hayan proyectado centrales de este tipo con almacenamiento térmico. Esto probablemente es debido a que la temperatura alcanzada por el agua al paso por el colector fresnel no es tan elevada como en otras tecnologías de generación termoeléctrica, lo que no hace aconsejable su almacenamiento térmico.

Así pues, siguiendo el modelo de las plantas de Puerto Errado, la central que se está dimensionando en este proyecto tampoco dispondrá de almacenamiento térmico.

#### **6.4.7 Tamaño del campo solar**

En este punto se calcularán los datos necesarios para el dimensionamiento del campo solar como la potencia térmica necesaria, el área de superficie especular, el número de colectores, el número de filas y el flujo másico del sistema. Para calcular todos estos parámetros, en primer lugar es necesario hacer referencia a las condiciones nominales de trabajo en el emplazamiento escogido.

Condiciones en el emplazamiento escogido (Almería, España)	
Radiación solar directa (W/m <sup>2</sup> )	850
Longitud (°)	2° 21' 19" W
Latitud (°)	37° 05' 27.8" N
Altitud (m)	300
Temperatura ambiente (°C)	25
Ángulo azimutal (°)	-10° 42' 46.8"
Ángulo cenital (°)	13° 51' 18"
Ángulo horario (°)	0
Declinación (°)	23.44
Ángulo de incidencia de la radiación solar (°) (N-S)	13° 39' 14.4"

**Tabla 2: Condiciones nominales del emplazamiento**

Para elaborar esta tabla, el instante que he tomado como referencia son las 12:00, hora solar, del solsticio de verano (21 de junio) en la ubicación de la Plataforma Solar de Armería (PSA).

Es conveniente, antes de comenzar el dimensionamiento de la central, hacer referencia a la eficiencia de los colectores solares.

Esta eficiencia puede definirse como la relación entre el calor solar que llega al emplazamiento y el calor útil que los colectores consiguen extraer. Esta diferencia entre uno y otro se debe a pérdidas ópticas y térmicas.

En la siguiente figura se puede ver un diagrama donde se diferencian estas pérdidas.

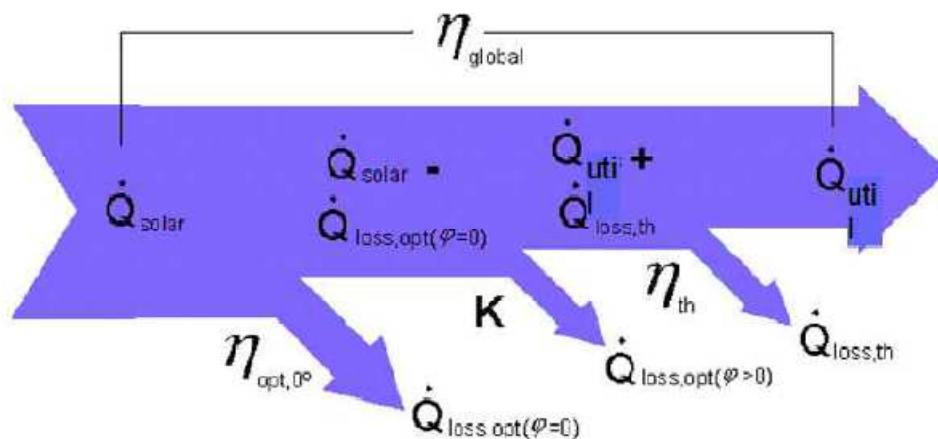


Figura 85: Diagrama de rendimiento de un colector termosolar

### **Potencia térmica necesaria**

Para la instalación estudiada se ha considerado una eficiencia del bloque de potencia de 0.199. El dato se ha tomado de los proporcionados por Novatec-Biosol para su planta de Puerto Errado. Esta eficiencia se traduce en que para conseguir una potencia eléctrica nominal de 45 MW, se necesitara una potencia térmica nominal de:

$$Q = \frac{P}{\eta_{bp}} = \frac{45 \text{ MW}}{0,199} = 226,131 \text{ MW}_t$$

Siendo:

Q: La potencia térmica necesaria de entrada al bloque de potencia para generar la producción bruta de energía eléctrica en la turbina

P: La producción eléctrica bruta de la turbina.

$\eta$  : Eficiencia del ciclo de potencia. Este valor de eficiencia se ha extraído de los datos proporcionados por Novatec acerca de la planta PE-2.



### Área del campo solar

Observando la anterior tabla 2, se obtiene que la radiación solar directa nominal en el emplazamiento presenta un valor de  $850 \text{ W/m}^2$ .

Según los datos del fabricante, los colectores NOVA-1 que se han elegido para nuestra central consiguen una potencia nominal de  $502,3 \text{ W/m}^2$  para una radiación en el emplazamiento de  $900 \text{ W/m}^2$ . Así pues, el rendimiento térmico del campo solar será el siguiente.

$$\eta_{cs} = \frac{Q_0}{I} = \frac{502,3 \text{ W/m}^2}{900 \text{ W/m}^2} = 0,5581 = 55,81 \%$$

De este modo, suponiendo un rendimiento constante, con el valor nominal de radiación en el emplazamiento escogido ( $850 \text{ W/m}^2$ ), la instalación conseguirá aprovechar una potencia de:

$$Q = I_0 \times \eta = 850 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \times 0,5581 = 474,4 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$$

Para calcular la superficie especular que se necesitará, será necesario dividir la potencia térmica que hemos calculado entre la potencia nominal por metro cuadrado que consiguen los colectores.

$$A = \frac{Q}{Q_d} = \frac{226,131 \text{ MW}_t}{474,4 \times 10^{-6} \text{ MW/m}^2} = 476667,4 \text{ m}^2$$

Siendo:

A: Área exacta del campo solar requerida para que al bloque de potencia le llegue la potencia nominal requerida en las condiciones atmosféricas óptimas.

$Q_d$ : Potencia térmica nominal que devuelven los concentradores en las condiciones atmosféricas de diseño (datos del fabricante).





### **Numero de colectores**

A partir de esta área se puede calcular el número exacto de colectores que deberá tener nuestra central. Para ello se divide el área especular entre la apertura de cada colector.

$$N_c = \frac{A}{A_0} = \frac{476667,4 \text{ m}^2}{513,6 \text{ m}^2} = 928,1 \text{ colectores}$$

Siendo:

A: Área exacta calculada anteriormente.

A<sub>0</sub>= Área de apertura de cada colector (datos del fabricante).

Se necesitarían 929 colectores en el campo solar para obtener la potencia nominal deseada. No obstante, se ha efectuado un redondeo del numero de colectores a 946 con la intención de conseguir lazos de colectores de igual tamaño al distribuirlos en filas.

### **Numero de filas**

De acuerdo con el fabricante, estos colectores NOVA-1 han de disponerse en varias filas paralelas, de entre 5 y 22 colectores cada una. En la planta que se está dimensionando en este proyecto se ha decidido usar la distribución máxima de 22 colectores en cada fila. Así pues, para calcular el número de filas dividiremos los 946 colectores que necesitamos entre los 22 módulos que contiene cada una de estas.

$$N_F = \frac{N_c}{N_{cf}} = \frac{946 \text{ colectores}}{22 \text{ colectores}/\text{fila}} = 43 \text{ filas}$$

Así pues, se dispondrán 43 filas de 22 módulos Nova-1, lo que dará una longitud de las filas de:

$$L = L_0 \times N_c = 44,8 \text{ m} \times 22 = 985,6 \text{ m}$$

Al redondear el numero de colectores a 946, aumentará la superficie especular total y, por consiguiente, la potencia térmica nominal que devuelven estos concentradores. Es necesario calcular estos nuevos valores con las formulas previamente explicadas.



$$A = A_0 \times N_C = 513,6 \times 946 = 485865,6 \text{ m}^2$$

$$Q = A \times Q_d = 485865,5 \text{ m}^2 \times 474,4 \times 10^{-6} \frac{\text{W}}{\text{m}^2} = 230,494 \text{ MW}_t$$

$$P = Q \times \eta = 230,494 \text{ MW}_t \times 0,199 = 45,868 \text{ MW}$$

### **Flujo másico de agua**

El flujo másico de diseño del fluido caloportador es una función de la potencia nominal suministrada por el campo solar  $Q$  y de las entalpías de diseño a la entrada y a la salida del campo  $H_e$  y  $H_s$ :

$$m = \frac{Q}{H_s - H_e} = \frac{230494 \text{ kWt}}{H_s - 592,953 \text{ kJ/kg}}$$

Siendo:

$m$ : Flujo másico de agua que debe circular por la instalación.

$H_s$ : Entalpia a la salida del campo solar ( $T= 270^\circ\text{C}$  -  $P= 55\text{bar}$  -  $X= ?$ )

$H_e$ : Entalpia a la entrada del campo solar ( $T= 140^\circ\text{C}$  -  $P= 60\text{bar}$ )

Para hallar la entalpia a la salida del campo solar, el necesario conocer el titulo de este estado termodinámico y para ello es necesario realizar un balance de masa en el circuito.



### **Balance de masa**

Como se aprecia en el esquema de componentes de la figura 85, el vapor saturado que sale del campo solar todavía contiene algo de agua en fase líquida por lo que tiene que pasar por un separador de vapor antes de ser conducido hacia las turbinas.

Para hallar esta fracción de agua sin evaporar es necesario hacer el balance de masa y energía de los flujos másicos.

Así pues, el balance de masa en el separador se produce de la siguiente manera:

$$m_1 = m_2 + m_3$$

Siendo:

$m_1$ : flujo másico de agua que atraviesa el campo solar.

$m_2$ : flujo másico de vapor que es conducido al almacén de vapor antes de ser turbinado.

$m_3$ : flujo másico de agua líquida que es recirculada al comienzo de la fila de colectores.

Una vez sale el vapor del separador se dirige a un tanque donde se almacena para dar un suministro constante a las turbinas. Desde este almacén el vapor de agua se dirige hacia las 3 turbinas, separándose en tres flujos másicos iguales, que una vez turbinados y condensados bajan a una temperatura de 40-70 °C y se bombean para unirse con el flujo de agua líquida recirculada.

Al unirse con el flujo de agua líquida recirculada a 270°C se produce un intercambio de calor entre ambas masas hasta alcanzar el estado de equilibrio. Este intercambio de calor se realiza de la forma siguiente.

$$m_1 \times h_1 = m_2 \times h_2 + m_3 \times h_3$$

Siendo:

$m_1$ ,  $m_2$  y  $m_3$ : los flujos másicos arriba diferenciadas.

$h_1$ ,  $h_2$  y  $h_3$ : sus correspondientes entalpías.



Conocemos los estados termodinámicos de presión y temperatura de estos tres flujos másicos, y por tanto su entalpía es conocida también.

Haciendo uso de las dos ecuaciones antes enunciadas podemos conocer la fracción de flujo que es turbinada y la fracción de flujo recirculada en estado líquido.

$$m_2 = 0.6077 m_1 \text{ (flujo másico turbinado [vapor])}$$

$$m_3 = 0.3923 m_1 \text{ (flujo másico recirculado [liquido])}$$

De este modo, se obtiene que el título de vapor a la salida del campo solar toma un valor de 0,6077.

Volviendo a la fórmula para hallar el flujo másico circulante por el campo solar se obtiene:

$$m = \frac{Q}{H_s - H_e} = \frac{230494 \text{ kWt}}{2159,49 \text{ kJ/kg} - 592,953 \text{ kJ/kg}} = 147,136 \text{ kg/s}$$

Así pues, dividiendo este flujo másico para el número total de filas, obtenemos que circula un flujo másico de 3,42 kg/s por cada fila de colectores.

Y los flujos másicos  $m_2$  y  $m_3$  tienen un valor de:

$$m_2 = 90,58 \text{ kg/s (flujo másico turbinado [vapor])}$$

$$m_3 = 58,484 \text{ kg/s (flujo másico recirculado [liquido])}$$

## 6.5 Análisis termodinámico del ciclo de potencia

En páginas anteriores de este proyecto ya se habló de la termodinámica básica de la Generación Directa de Vapor y de cómo el proceso termodinámico que siguen estas centrales se puede asemejar al denominado ciclo Rankine.

En el caso de la tecnología Fresnel, este ciclo se realiza de la forma “con Recirculación”, antes explicada, y sin recalentamiento intermedio. Esto es, toda el agua que circula por la fila de colectores atraviesa el tubo de principio a fin.

La masa de agua sale en forma de vapor saturado y antes de llegar a las turbinas, se hace pasar por un separador, que desvía la masa líquida que ha permanecido sin evaporar y la bombea hasta el comienzo de la fila colectora, desde donde la atraviesa de nuevo.

Una vez turbinada la masa de vapor, se hace pasar por un condensador de aire frío para condensarlo nuevamente, llevarlo a un desaireador, y desde ahí bombearlo para volverlo a unir con el flujo líquido de recirculación.

Este ciclo del agua se puede ver en la siguiente figura:

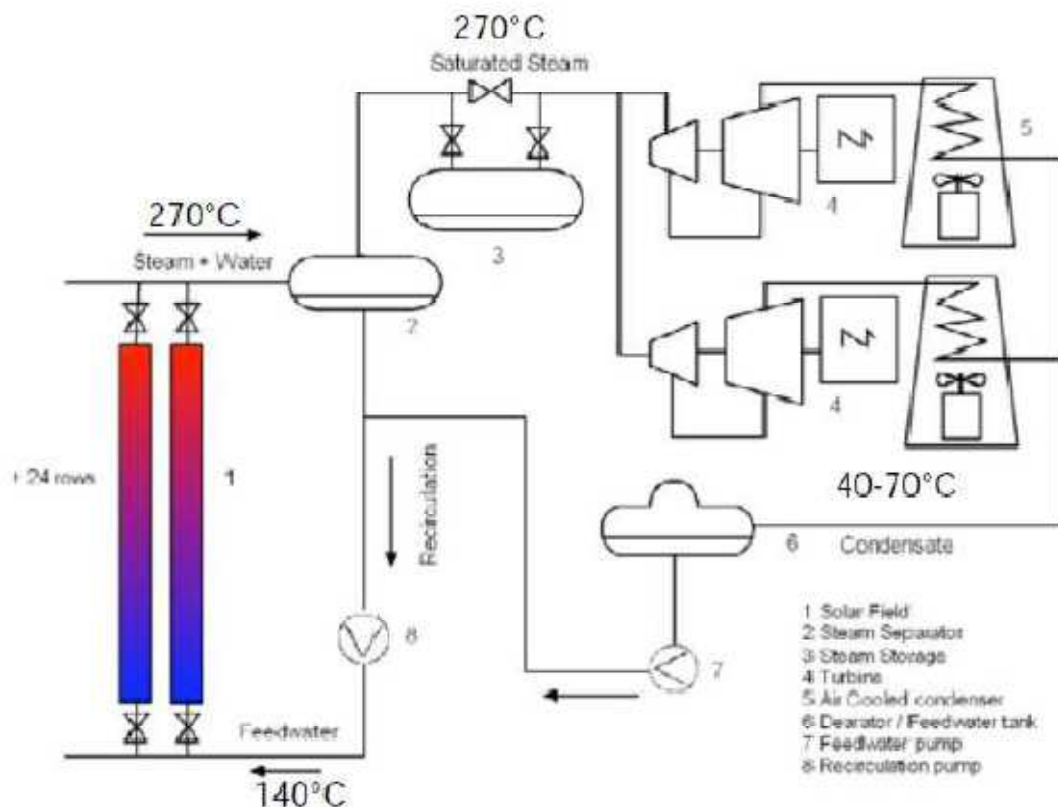


Figura 86: Esquema de componentes de la planta PE2

### **Análisis termodinámico de la instalación mediante EES**

En primer lugar se han definido los estados termodinámicos por los que pasa el agua a lo largo de la instalación. La tabla obtenida se puede ver en la siguiente figura:

Sort	1 $P_i$ [bar]	2 $T_i$ [C]	3 $x_i$	4 $h_i$	5 $s_i$
[1]	60	140		592,9	1,734
[2]	55	270	0,6077	2160	4,77
[3]	55	270	1	2789	5,929
[4]	55	270	1	2789	5,929
[5]	0,1238	50	0,7463	1987	6,204
[6]	0,1238	50	1	2591	8,075
[7]	55	50,42		215,8	0,7066
[8]	55	140		592,6	1,734

Figura 87: Tabla de propiedades termodinámicas del ciclo (programa EES)

Tras esto he evaluado la radiación que recibe el emplazamiento a lo largo de los 12 meses del año. Para ello he acudido a la base de datos PVGIS (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>).

Esta base de datos permite obtener múltiples datos de radiación para el emplazamiento en cualquier punto de Europa o África. Dentro del amplio rango de posibilidades, se encuentra obtener la media mensual de Radiación Directa para cada hora del día en el emplazamiento.

Para este proyecto he tomado de la base de datos las radiaciones obtenidas con seguimiento a dos ejes, para posteriormente, minorarlas con los coeficientes oportunos. Hay que recordar que la instalación Fresnel tiene seguimiento a un solo eje (N-S).

Los datos de radiación (en  $W/m^2$ ) introducidos en el programa EES se pueden ver en la siguiente figura:



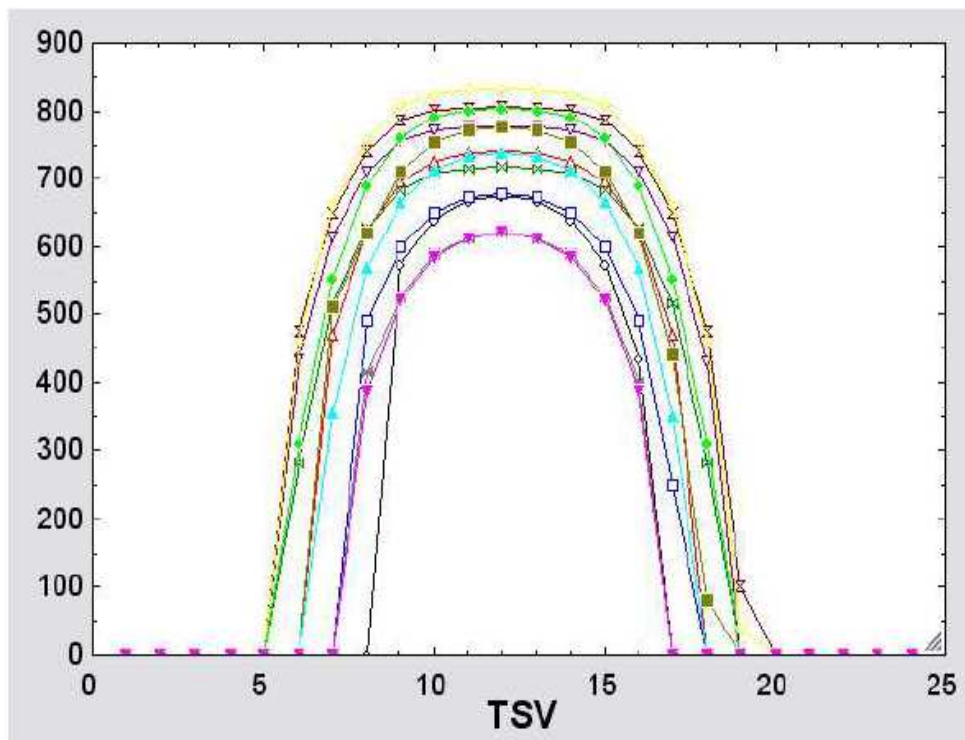
## Estudio Técnico-Económico de una Central Termosolar con Tecnología Fresnel



TSV	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	280	432	475	460	310	0	0	0	0
7	0	0	470	615	615	650	660	553	51	355	0	0
8	400	490	625	627	710	741	757	690	620	570	415	386
9	575	599	694	683	755	785	810	760	711	666	525	520
10	640	649	725	708	772	802	825	792	753	712	588	595
11	668	672	738	715	775	805	831	802	772	732	612	613
12	676	678	741	717	775	808	832	804	776	737	621	622
13	668	672	738	715	775	805	831	802	772	732	612	613
14	640	649	725	708	772	802	825	792	753	712	588	595
15	575	599	694	683	755	785	810	760	711	666	525	520
16	435	490	625	627	710	741	757	690	620	570	400	386
17	0	250	470	615	615	650	660	553	440	360	0	0
18	0	0	0	280	430	475	460	310	80	0	0	0
19	0	0	0	0	0	100	40	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

**Figura 88: Datos de Radiación en el emplazamiento introducidos en el programa EES**

La siguiente figura representa gráficamente los anteriores datos:



**Figura 89: Grafica de la RDN en el emplazamiento**

Las figuras anteriores muestran la radiación que recibiría la instalación si dispusiera de seguimiento a dos ejes. Para evaluar la verdadera radiación incidente será necesario hacer uso de unos coeficientes que hacen referencia la geometría Tierra-Sol en función de la hora del día y el momento del año.



Así pues, la radiación incidente útil dependerá de la altura solar, de la declinación y del ángulo horario.

$$util[i,j] = R_{DN}[i,j] \times \cos \theta [i,j]$$

$$\theta = \theta(\theta_z, \delta, \omega) = (\cos^2 \theta_z + \cos^2 \delta \sin^2 \omega)^{1/2}$$

Siendo:

$R_{DN}$ : La radiación directa normal con seguimiento a dos ejes, obtenida con los datos del PVGIS.

$\theta_z$ : Angulo complementario de la altura solar.

$\delta$ : Declinación solar.

$\omega$ : Angulo horario.

Los valores de estos parámetros de la hora del día y del día del año en que nos encontremos, por lo que es necesario introducir nuevas tablas en el programa EES que contengan estos valores.

**Para el ángulo horario ( $\omega$ )** los valores se han tomado de la siguiente fórmula para las 24 horas del día.

$$\omega[j] = 15 (hora [j] - 12)$$

**Para la declinación solar ( $\delta$ )** los valores se han tomado de la siguiente fórmula (Duffie y Beckman, 1991) para los 12 meses del año, tomando como referencia el día 15 de cada mes.

$$\delta[i] = 23,45 \times \sin \left[ \frac{360}{365} (dn [i] + 284) \right]$$

Siendo:

$dn[i]$  el número del día del año evaluado, como se ha dicho anteriormente, el día 15 de cada mes. De este modo  $dn[i]$  toma los valores de: 15, 46, 74, 105, 135, 166, 196, 227, 258, 288, 319 y 349.

Para el ángulo complementario de la altura solar ( $\theta_z$ ) los valores se han tomado de la siguiente formula (Duffie y Beckman, 1991).

$$\theta[z] = \cos \varphi \times \cos \omega \times \cos \delta + \sin \varphi \times \sin \delta$$

Siendo:

$\varphi$ : la latitud en grados del emplazamiento.

$\delta$  : Declinación solar.

$\omega$  : Angulo horario.

Con estos tres parámetros calculados para cada hora, en cada uno de los 12 meses del año, se acude a la formula antes presentada y se calcula la radiación útil que llega a la instalación objeto de estudio.

De este modo, se obtiene una matriz de 288 datos (12 meses x 24 horas). Muchos de los cuales tomaran el valor de 0 por tratarse de horas nocturnas, en las que no existe irradiación.

Estos valores se pueden ver en la siguiente grafica del EES:

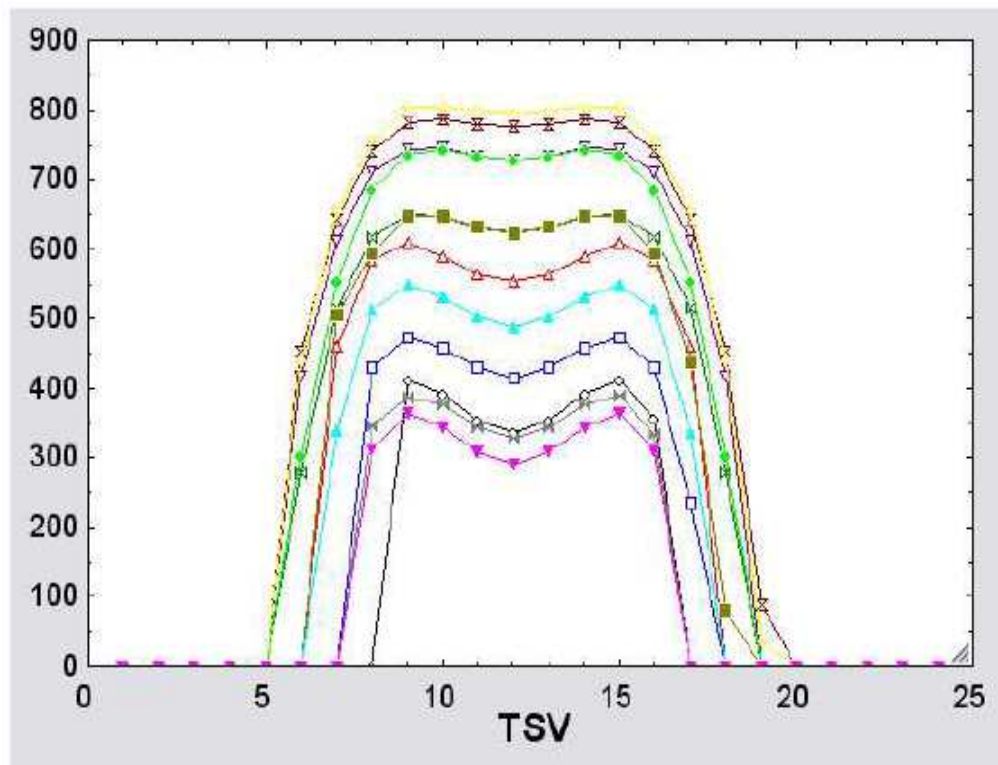


Figura 90: Grafica de la radiación útil en la central.



Con esta radiación útil en el emplazamiento, la instalación de estudio obtendrá toda la energía térmica posible en función del rendimiento del campo solar. Dentro de este rendimiento, como se ha explicado anteriormente, entran en juego las pérdidas ópticas, térmicas y geométricas.

La potencia térmica obtenida en la central se ha calculado de la siguiente forma:

$$W_t^0 = [i, j] = R_{util}[i, j] \times \eta_{th} \times \eta_{op} \times \eta_{geom}$$

Siendo:

$\eta_{bp}$ : El rendimiento del bloque de potencia.

$\eta_{op}$ : El rendimiento óptico de los colectores.

$\eta_{th}$ : El rendimiento térmico de la instalación colectora.

$\eta_{geom}$ : El rendimiento geométrico de los colectores.

Una vez obtenida la potencia térmica aprovechable por unidad de superficie, es necesario multiplicar por el área especular de la central de estudio para hallar la potencia eléctrica total.

$$W_t[i, j] = W_t^0 [i, j] \times A [m^2] = W_t^0 [i, j] \times 476667,4 m^2$$

Así, se obtiene la matriz deseada de 288 de 12 columnas x 24 filas. En ella, aparece representada la potencia conseguida cada hora por la central en cada uno de los 12 días representativos de cada mes.

He copiado esta tabla en una hoja de Excel y he sumado los elementos de cada columna, obteniendo la energía térmica conseguida a lo largo de cada uno de esos 12 días representativos. Multiplicando esos datos por los días que tiene cada mes, y sumando estos resultados se ha obtenido la potencia térmica total esperada a lo largo de un año.

La tabla Excel obtenida se puede ver en la siguiente página. En ella, se han desechado los datos que se han considerado no aprovechables para la generación de energía. Para ello, se han establecido 2 criterios de eliminación:

## Estudio Técnico-Económico de una Central Termosolar con Tecnología Fresnel



- Las turbinas de vapor de la central no puede trabajar a un grado de carga inferior al 40% de su potencia nominal (230MWt). Así pues, se aprecia como en los meses de Noviembre, Diciembre y Enero se obtienen potencias inferiores a 100 MWt en muchas horas del día y por tanto se han desechado esos meses la instalación permanecerá parada, sin generar energía.
- En las dos primeras horas de sol y las dos últimas, los espejos reflectores fresnel producen elevado grado de sombreamientos unos sobre otros y no concentraran la energía esperada en los cálculos anteriores, por lo que se ha decidido no tener en cuenta esas horas.

Hora\ Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	75307	113401	122540	119545	82602	0	0	0	0	0
7	0	0	124855	139572	165981	174020	177347	149895	137077	92125	0	0	0
8	0	116235	158638	167165	192316	200892	205265	185760	161216	138845	93843	84003	951398
9	111940	128362	164907	176034	201759	211800	217844	199759	175533	148684	105070	98437	1496320
10	106602	124254	159944	175173	201902	213450	218203	201751	175231	144019	101921	93545	1613927
11	96129	116437	153077	171019	198848	211408	216398	198965	171121	136112	92986	83342	1573385
12	91183	112709	149979	169242	197341	210520	215303	197400	168748	132424	89115	78570	1553666
13	96129	116437	153077	171019	198848	211408	216398	198965	171121	136112	92986	83342	1573385
14	106602	124254	159944	175173	201902	213450	218203	201751	175231	144019	101921	93545	1613927
15	111940	128362	164907	176034	201759	211800	217844	199759	175533	148684	105070	98437	1624682
16	96513	116235	158638	167165	192316	200892	205265	185760	161216	138845	93843	84003	1112614
17	0	63823	124855	139572	165981	174020	177347	149895	118262	90827	0	0	351367
18	0	0	0	75307	112876	122540	119545	82602	21683	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	24115	97758	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total día	0	722453	1105835	1548024	1786991	2059640	2108070	1769870	1373734	990054	0	0	
Total mes	0	20228684	34280885	46440720	55396721	61789200	65350170	54865970	41212020	30691674	0	0	410,256044

[GWh/año]

## Estudio Técnico-Económico de una Central Termosolar con Tecnología Fresnel



Como se aprecia en la tabla anterior, la instalación conseguirá aprovechar 410,25 GWh térmicos a lo largo de un año.

La energía eléctrica que la central conseguirá obtener depende del rendimiento del bloque de potencia. Éste, como se ha explicado antes, toma un valor de 0,199.

$$W_e [i, j] = W_t [i, j] \times 0,199$$

De este modo, se ha elaborado otra tabla Excel con la generación eléctrica esperada en la central.

Con los cálculos realizados, la generación eléctrica que se espera obtener en la central es de **81,641 GWh/año**.

La tabla Excel de generación eléctrica mensual se puede ver en la siguiente página.

Hora\ Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	14986,093	22566,799	24385,46	23789,455	16437,798	0	0	0	0	0
7	0	0	24846,145	27774,828	33030,219	34629,98	35292,053	29829,105	27278,323	18332,875	0	0	0
8	0	23130,765	31568,962	33265,835	38270,884	39977,508	40847,735	36966,24	32081,984	27630,155	18674,757	16716,597	189328
9	22276,06	25544,038	32816,493	35030,766	40150,041	42148,2	43350,956	39752,041	34931,067	29588,116	20908,93	19588,963	297768
10	21213,798	24726,546	31828,856	34859,427	40178,498	42476,55	43422,397	40148,449	34870,969	28659,781	20282,279	18615,455	321171
11	19129,671	23170,963	30462,323	34032,781	39570,752	42070,192	43063,202	39594,035	34053,079	27086,288	18504,214	16585,058	313104
12	18145,417	22429,091	29845,821	33679,158	39270,859	41893,48	42845,297	39282,6	33580,852	26352,376	17733,885	15635,43	309180
13	19129,671	23170,963	30462,323	34032,781	39570,752	42070,192	43063,202	39594,035	34053,079	27086,288	18504,214	16585,058	313104
14	21213,798	24726,546	31828,856	34859,427	40178,498	42476,55	43422,397	40148,449	34870,969	28659,781	20282,279	18615,455	321171
15	22276,06	25544,038	32816,493	35030,766	40150,041	42148,2	43350,956	39752,041	34931,067	29588,116	20908,93	19588,963	323312
16	19206,087	23130,765	31568,962	33265,835	38270,884	39977,508	40847,735	36966,24	32081,984	27630,155	18674,757	16716,597	221410
17	0	12700,777	24846,145	27774,828	33030,219	34629,98	35292,053	29829,105	23534,138	18074,573	0	0	69922
18	0	0	0	14986,093	22462,324	24385,46	23789,455	16437,798	4314,917	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	4798,885	19453,842	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total día	0	143768	220061	308057	355611	409868	419506	352204	273373	197021	0	0	
Total mes	0	4025508	6821896	9241703	11023947	12296051	13004684	10918328	8201192	6107643	0	0	<b>81,641</b>

[GWh/año]





# Capítulo 7:

## Análisis de resultados y estudio económico

### 7.1 Introducción

En este capítulo voy a presentar y analizar los resultados obtenidos en el capítulo 6. Posteriormente realizaré un análisis económico de la central, compararé con otras instalaciones similares y expondré las conclusiones extraídas de este proyecto.



## **7.2 Análisis de resultados.**

En primer lugar es conveniente recordar los parámetros que se han escogido para la central de estudio. Estos se pueden ver en la siguiente tabla:

Emplazamiento	Tabernas (Almería)
Tipo de colector	NOVA-1 (Linear Fresnel)
Potencia de la planta	45 MW
Tamaño del campo solar	485865,6 m <sup>2</sup>
Almacenamiento	No
Hibridación	No

Tabla 3: Características generales de la planta

Tras hacer el análisis termodinámico de la planta mediante el programa EES y realizar los cálculos pertinentes se ha obtenido que la generación eléctrica esperada en la planta es de:

Producción eléctrica esperada	81,64 GWh/año
-------------------------------	---------------

Teniendo en cuenta que el consumo medio de los hogares españoles es de unos 3300 kWh/hogar al año (CNE, datos 2011), esta central podría cubrir la demanda eléctrica de unas 25.000 viviendas.

La generación de esta cantidad de electricidad a través de fuentes renovables, en sustitución de otras fuentes como los combustibles fósiles, supondría evitar emisiones en torno a 80000 toneladas de CO<sub>2</sub> al año, Datos extraídos de la publicación del IDAE: Factores de conversión de consumo o producción a energía primaria (ep) y factor de corrección.

Haciendo una diferenciación entre la generación a lo largo de los diferentes meses del año, es evidente que la planta va a generar más energía durante los meses de verano y su generación eléctrica será escasa durante los meses más fríos.

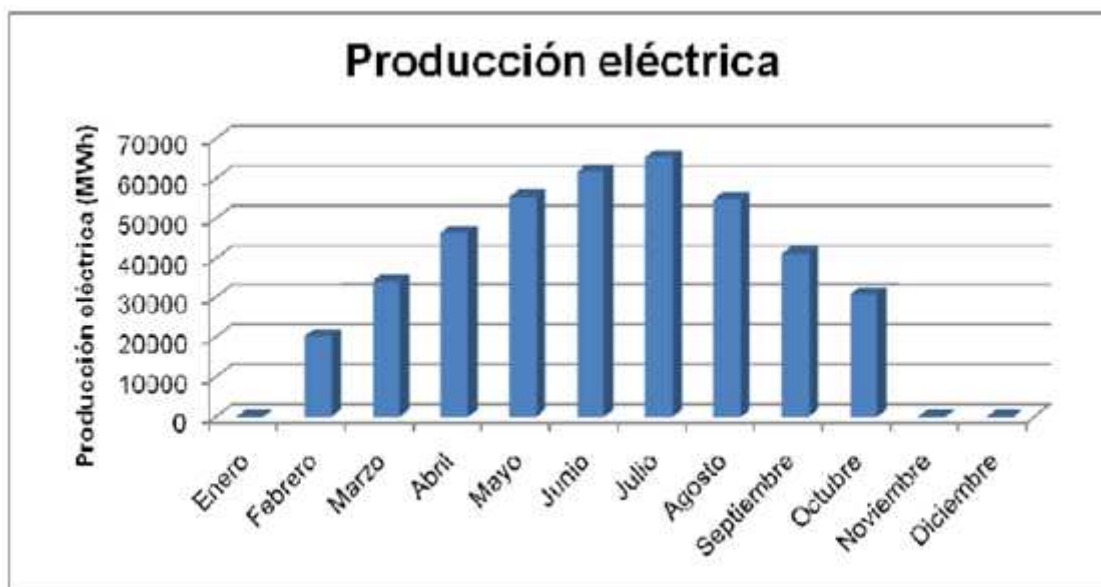


Figura 91: Grafica de la generación eléctrica anual.

También resulta interesante ver la generación de electricidad a lo largo de las diferentes horas. Esto se puede apreciar en la siguiente gráfica.

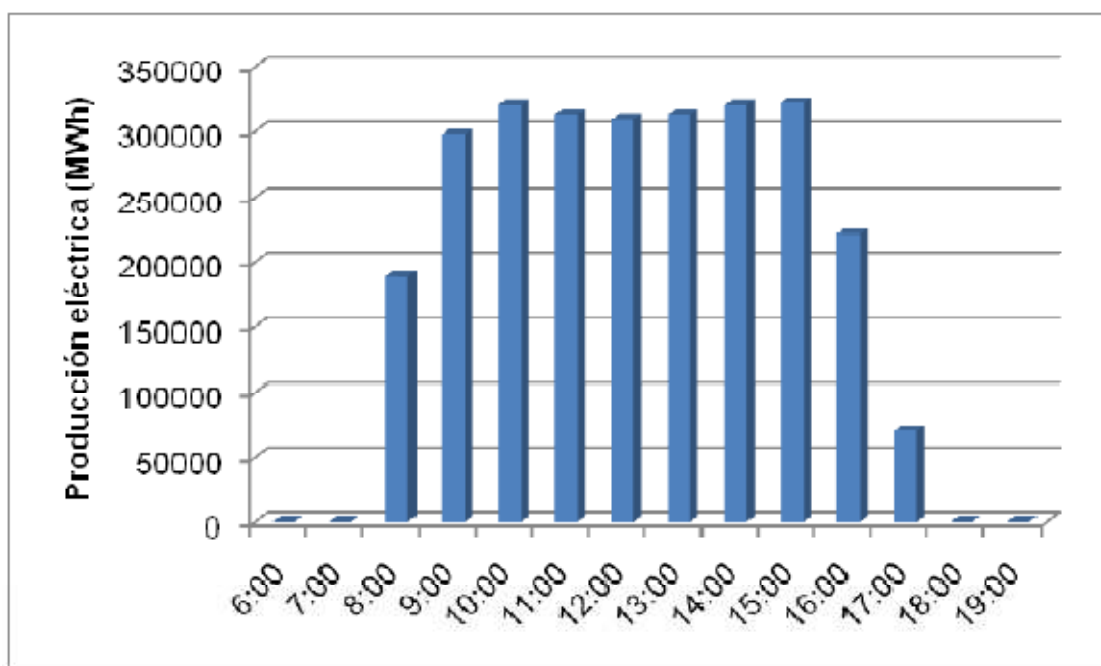


Figura 92: Producción eléctrica total por horas.



Es conveniente hacer referencia a un concepto importante en las centrales de energía renovable, el factor de capacidad. Éste se define como la relación entre la energía generada anualmente y la que generaría si trabajase las 8760 horas del año a su máxima potencia.

De este modo, el factor de capacidad de la planta es:

$$Factor_{capacidad} = \frac{81,641 \frac{GWh}{año}}{45 MW \times 8760 h} \times 100 = 20,71 \%$$

Este valor del factor de capacidad es bastante bajo, pero al fin y al cabo es el esperado al tratarse de una central fresnel sin almacenamiento ni hibridación. Estas dos mejoras conseguirían elevar la producción eléctrica anual y, por tanto, su factor de capacidad aumentaría. En centrales termoeléctricas con almacenamiento e hibridación se consiguen factores de capacidad de entre el 40-45%.

Haciendo una comparación con las previsiones de la planta Puerto Errado 2, realizadas por Novatec Biosol, su factor de capacidad rondaría el 19%. Valor muy similar al obtenido en este proyecto, al ser de plantas de características muy similares.



## **7.3 Estudio económico.**

### **7.3.1 Costes**

#### **7.3.1.1 Inversión inicial**

La inversión inicial hace referencia a todo el capital necesario para la construcción de la central y su puesta en marcha.

La planta PE2, tomada como modelo, supuso una inversión de 120 millones de €, a razón de 4 millones por MW instalado. De estemodo, basándonos en estos datos, la planta objeto de estudio, al disponer de 45 MW instalados supondría una inversión inicial de **180 millones de euros**.

No obstante, debido a la escalabilidad de esta tecnología, lo esperable sería que a plantas más grandes, menos inversión por cada megavatio instalado y la inversión fuera algo menor de esos 180 millones de euros descritos anteriormente.

#### **7.3.1.2 Costes anuales de Operación y Mantenimiento.**

Los costes de operación y mantenimiento hacen referencia al gasto anual que se realiza en la planta para que la instalación se mantenga en operación y produciendo el máximo de energía posible.

Al no existir plantas comerciales con esta tecnología, ya que Puerto Errado 2 no tiene aun datos de esta índole, no se disponen de datos reales sobre los que hacer el estudio económico. No obstante, basándome en estudios realizados por Solar Heat & Power Europe GmbH, he considerado un gasto total anual en O&M de **1,3 millones de euros**. Esta estimación se realizó para una planta Fresnel de 50 MW en el sur de España, así pues cabe esperar que sea un dato muy aceptable para considerar en la central de estudio objeto del proyecto.

En otros estudios consultados se estima el coste de O&M para una central fresnel entre 1,5-2 c€/kwh, lo que para la central de estudio supondría unos gastos anuales de entre 1,2- 1,6 millones de €.

#### **7.3.1.3 Gastos de seguros y de impuestos.**

Otro gasto anual a tener en cuenta son los costes del seguro de la planta, estos costes de seguro para centrales termoeléctricas se pueden estimar en 0,4% anual de la



inversión inicial del proyecto. De este modo los gastos en seguros de la planta ascenderían a **720.000 euros al año**.

Los impuestos que se aplicarán sobre la planta serán el impuesto de sociedades, el IBI y el IAE.

### **7.3.2 Ingresos.**

Los ingresos de una planta de generación de energía eléctrica vienen en función de la electricidad que se genere y el precio de venta de ésta.

En España, el precio de venta de las energías renovables viene marcado por el Real Decreto 661/2007, como ya expliqué en el capítulo 2 del presente proyecto. Este decreto ha sufrido algunas modificaciones posteriores mediante el RD 6/2009 y el RD 1565/2010.

La última actualización del régimen retributivo de las energías renovables viene a través de la ORDEN ITC 3353/2011. En esta orden aparece la siguiente tarifa regulada para la Energía Solar Termoeléctrica.

Grupo	Subgrupo	Plazo	Tarifa regulada (c€/kWh)	Prima de referencia (c€/kWh)
b.1 Energía solar	b.1.2 Energía solar Termoeléctrica	Primeros 25 años	29,0916	27,4312
		A partir de entonces	23,2731	21,9449

**Tabla 4: Tarifa Regulada para Energía Solar Termoeléctrica.**

El régimen retributivo de la producción de energía en Régimen Especial marca dos opciones de retribución de la electricidad generada a través de fuentes renovables. Las dos opciones son: la tarifa regulada y el precio del mercado eléctrico + prima.

Aparte de esto, el real Decreto 661/2007 también contempla un complemento por reactiva por el mantenimiento de unos determinados valores de factor de potencia. Este complemento se fija como porcentaje, en función del factor de potencia con el que se entregue la energía del valor de 7,8441 c€/kwh. Con la revisión del ITC 3353/2011 se actualiza el valor de este complemento a 8,4681 c€/kwh.

Volviendo a las dos opciones, en este proyecto, se ha decidido hacer un estudio sobre cuál de las dos resultaría más atractiva considerando el valor medio del mercado eléctrico en los últimos años.



## Estudio Técnico-Económico de una Central Termosolar con Tecnología Fresnel



Para consultar el precio medio he acudido a la página de OMIE, y he cogido los datos desde Enero de 2011, hasta abril de 2012, ya que no hay más datos aun, dándonos la tabla siguiente:

Mes	Precio(€/MWh)
Enero 11	41,19
Febrero 11	48,38
Marzo 11	46,70
Abril 11	45,45
Mayo 11	48,90
Junio 11	50,00
Julio 11	50,82
Agosto 11	53,53
Septiembre 11	58,47
Octubre 11	57,46
Noviembre 11	48,38
Diciembre 11	50,07
Enero 12	51,06
Febrero 12	53,48
Marzo 12	47,57
Abril 12	41,21
<b>MEDIA</b>	<b>49,55 €/MWh</b>

Tabla 5: Precio Medio de la electricidad en los últimos 16 meses

La media aritmética de los últimos 16 meses daría un precio medio de 49,55€/MWh. De este modo, obtengo el resultado de la retribución de la energía de pendiendo de:

- Mercado Eléctrico + prima

$$Pecio = 4,955 \frac{c\text{€}}{kWh} + 27.4312 \frac{c\text{€}}{kWh} + 8,4681 \times 6\% \frac{c\text{€}}{kWh} = 32,894 \frac{c\text{€}}{kWh}$$

- Tarifa Regulada

$$Pecio = 29.0916 \frac{c\text{€}}{kWh} + 8,4681 \times 6\% \frac{c\text{€}}{kWh} = 29,5997 \frac{c\text{€}}{kWh}$$

Se puede ver como la opción de acudir al mercado eléctrico proporciona una retribución mayor para la electricidad generada, lo esperable sería que dicho proyecto acudiera a esta opción. No obstante, dadas las fluctuaciones del mercado, vemos como en los últimos 16 meses hay una variación de 12 €, así que he considerado que es una

## Estudio Técnico-Económico de una Central Termosolar con Tecnología Fresnel



opción que conlleva más incertidumbres y he optado por la elección de acudir a **tarifa regulada**, opción más conservadora.



### **7.3.3 Análisis de viabilidad económica.**

#### **7.3.3.1 Introducción.**

Para este análisis, utilizaré los criterios de selección totales ya que éstos tienen en cuenta todos los flujos de caja, así como en el momento en que dichos flujos se obtienen. Los criterios que se tendrán en cuenta serán el VAN (Valor Actual Neto), el TIR (Tasa Interna de Rentabilidad) y RBC (Relación Beneficio Coste).

El VAN o valor actual neto se define como el valor actualizado de los flujos de caja que promete generar a lo largo de su vida, este valor compara la inversión inicial ( $C_0$ ) con los flujos de caja ( $C_n$ ) actualizados a lo largo de la vida útil de la inversión. Tiene en cuenta el momento en el que tiene lugar dichos flujos de caja.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{Vt}{(1+k)^t} - I_0$$

Siendo:

$Vt$ : Los flujos de caja en cada periodo  $t$ .

$I_0$ : representa el desembolso inicial de la inversión.

$t$ : es el numero de periodos considerados.

$k$ : la tasa de descuento.

Para que una inversión sea rentable el VAN debe ser positivo, es decir, los flujos que genera a lo largo de su vida sean mayores que la inversión inicial, entre varias inversiones elegiríamos aquella que tenga un mayor VAN.

Como se puede observar en la formula el VAN depende fuertemente de la tasa de descuento que se le aplique, por lo tanto una buena elección de la tasa de descuento hace que el cálculo de la viabilidad económica del proyecto sea viable o no. La tasa de descuento se puede definir como el rendimiento mínimo, esperado por debajo del cual la inversión no debe realizarse. Existen varias estrategias a la hora de la elección de dicha tasa, que son las siguientes:

Coste de oportunidad: Es lo que dejaría de percibir si invirtiera ese dinero en otro proyecto.



Coste financiero: En grandes empresas, el departamento financiero es el encargado de decidir el tipo de interés o tasa de descuento mínima que se exige a los proyectos que se realizan en la empresa, siendo práctica habitual asemejar dicha tasa al coste medio de financiación de la empresa.

Inflación: Cuando la única premisa impuesta es la no pérdida de dinero, como es el caso que nos ocupa, la tasa a la que se tendrá que actualizar es la inflación prevista para cada uno de los periodos que componen la duración de mi proyecto. El principal problema es que en grandes periodos de tiempo la estimación de dicha inflación es un poco complicada de realizar.

La Relación Beneficio Coste pone de manifiesto el beneficio que se obtiene por unidad de inversión necesaria. Cuanto mayor sea esta relación, mejor situado estará el proyecto en la escala de selección. Este criterio se utiliza para poder comprar proyectos no homogéneos y que por tanto, con el criterio VAN no se puede comparar, y se define como:

$$RBC = VAN / Inversión Inicial (C_0)$$

El TIR o Tasa de Interna de Rentabilidad se define como el valor de la tasa de interés o tasa de descuento que hace el VAN nulo y expresa la rentabilidad porcentual que se obtiene por el capital invertido. Coincide con la máxima rentabilidad que podría dar el proyecto.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_F t}{(1 + TIR)^t} - I_0 = 0$$

Siendo:

$V_F$ : es el flujo de Caja en el periodo  $t$ .

$I_0$ : representa el desembolso inicial de la inversión.

Como se ha dicho anteriormente para comprobar la viabilidad del proyecto planteado se hará uso del VAN y el TIR. El mínimo de rentabilidad exigido por el inversor para compararlo con el TIR puede ser elegido de la tasa de descuento a la que se quieren actualizar los rendimientos futuros. De esta manera, si el proyecto tiene una TIR mayor que la tasa de descuento, el VAN será positivo.



### **7.3.3.2 Datos de partida.**

Para realizar el balance económico del proyecto se han utilizado los siguientes datos de partida:

- Se ha estimado un incremento del IPC del 3% anual. Observando las variaciones de los últimos años se ha considerado que el incremento medio ronda esta cifra.
- El impuesto de sociedades se ha cifrado en el 25%.
- Se ha estimado una vida útil de la planta de 20 años. (En teoría la vida útil será mayor, pero he realizado un estudio conservador).
- Se ha considerado que la eficiencia óptica de los colectores disminuye a razón del 0,1% anual, por lo que la producción eléctrica disminuirá ligeramente cada año.
- La tasa de descuento para el cálculo del VAN se ha considerado del 5%.
- El porcentaje de amortización anual de la inversión se ha cifrado en el 7% anual.
- Se ha considerado una financiación ajena del 80%, siendo el 20% restante aportado con fondos propios. El interés del préstamo bancario se ha tasado en el 6% anual.

Con estos datos de partida se ha construido una tabla de cálculo Excel que analiza los movimientos económicos de la planta a lo largo de sus 20 años estimados de vida útil. De esta forma se estudian los flujos de caja anuales y se calculan los tres criterios antes explicados: el VAN, el TIR y la RBC.

La tabla resultante se puede ver en la siguiente página.

## Estudio Técnico-Económico de una Central Termosolar con Tecnología Fresnel



	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Concepto	0	1	2	3	4	5	6	7	8
+ Ingresos directos de la explotación		24.165.491,08 €	24.641.551,25 €	25.126.989,81 €	25.621.991,51 €	26.126.744,74 €	26.641.441,61 €	27.166.278,01 €	27.701.453,69 €
- Coste Directos de la explotación		5.000.000,00 €	5.150.000,00 €	5.304.500,00 €	5.463.635,00 €	5.627.544,05 €	5.796.370,37 €	5.970.261,48 €	6.149.369,33 €
= Beneficio Bruto		19.165.491,08 €	19.491.551,25 €	19.822.489,81 €	20.158.356,51 €	20.499.200,69 €	20.845.071,24 €	21.196.016,53 €	21.552.084,36 €
- Amortizaciones		12.600.000,00 €	12.600.000,00 €	12.600.000,00 €	12.600.000,00 €	12.600.000,00 €	12.600.000,00 €	12.600.000,00 €	12.600.000,00 €
= BAIT		6.565.491,08 €	6.891.551,25 €	7.222.489,81 €	7.558.356,51 €	7.899.200,69 €	8.245.071,24 €	8.596.016,53 €	8.952.084,36 €
- Intereses		8.640.000,00 €	7.776.000,00 €	6.912.000,00 €	5.184.000,00 €	4.320.000,00 €	3.456.000,00 €	2.592.000,00 €	1.728.000,00 €
= BAT		-2.074.508,92 €	-884.448,75 €	310.489,81 €	2.374.356,51 €	3.579.200,69 €	4.789.071,24 €	6.004.016,53 €	7.224.084,36 €
- Impuestos				77.622,45 €	593.589,13 €	894.800,17 €	1.197.267,81 €	1.501.004,13 €	1.806.021,09 €
= Beneficio neto		-2.074.508,92 €	-884.448,75 €	232.867,36 €	1.780.767,38 €	2.684.400,52 €	3.591.803,43 €	4.503.012,40 €	5.418.063,27 €
+ Amortizaciones		12.600.000,00 €	12.600.000,00 €	12.600.000,00 €	12.600.000,00 €	12.600.000,00 €	12.600.000,00 €	12.600.000,00 €	12.600.000,00 €
- Desembolso inversión	36.000.000,00 €	14.400.000,00 €	14.400.000,00 €	14.400.000,00 €	14.400.000,00 €	14.400.000,00 €	14.400.000,00 €	14.400.000,00 €	14.400.000,00 €
= Cash flow	-36.000.000,00 €	-3.874.508,92 €	-2.684.448,75 €	-1.567.132,64 €	-19.232,62 €	884.400,52 €	1.791.803,43 €	2.703.012,40 €	3.618.063,27 €
= Cash flow acumulado	-36.000.000,00 €	-39.874.508,92 €	-42.558.957,67 €	-44.126.090,31 €	-44.145.322,93 €	-43.260.922,41 €	-41.469.118,98 €	-38.766.106,58 €	-35.148.043,31 €

**Tabla 6: Tabla viabilidad económica (1)**

2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
28.247.172,33 €	28.803.641,62 €	29.371.073,36 €	29.949.683,51 €	30.539.692,27 €	31.141.324,21 €	31.754.808,30 €	32.380.378,02 €	33.018.271,47 €	33.668.731,42 €	34.332.005,43 €	35.008.345,93 €
6.333.850,41 €	6.523.865,92 €	6.719.581,90 €	6.921.169,35 €	7.128.804,43 €	7.342.668,57 €	7.562.948,62 €	7.789.837,08 €	8.023.532,20 €	8.264.238,16 €	8.512.165,31 €	8.767.530,27 €
21.913.321,92 €	22.279.775,70 €	22.651.491,47 €	23.028.514,16 €	23.410.887,84 €	23.798.655,64 €	24.191.859,67 €	24.590.540,94 €	24.994.739,27 €	25.404.493,26 €	25.819.840,12 €	26.240.815,67 €
12.600.000,00 €	12.600.000,00 €										
9.313.321,92 €	9.679.775,70 €	22.651.491,47 €	23.028.514,16 €	23.410.887,84 €	23.798.655,64 €	24.191.859,67 €	24.590.540,94 €	24.994.739,27 €	25.404.493,26 €	25.819.840,12 €	26.240.815,67 €
864.000,00 €	0,00 €										
8.449.321,92 €	9.679.775,70 €	22.651.491,47 €	23.028.514,16 €	23.410.887,84 €	23.798.655,64 €	24.191.859,67 €	24.590.540,94 €	24.994.739,27 €	25.404.493,26 €	25.819.840,12 €	26.240.815,67 €
2.112.330,48 €	2.419.943,93 €	5.662.872,87 €	5.757.128,54 €	5.852.721,96 €	5.949.663,91 €	6.047.964,92 €	6.147.635,23 €	6.248.684,82 €	6.351.123,31 €	6.454.960,03 €	6.560.203,92 €
6.336.991,44 €	7.259.831,78 €	16.988.618,60 €	17.271.385,62 €	17.558.165,88 €	17.848.991,73 €	18.143.894,76 €	18.442.905,70 €	18.746.054,46 €	19.053.369,94 €	19.364.880,09 €	19.680.611,75 €
12.600.000,00 €	12.600.000,00 €										
14.400.000,00 €	14.400.000,00 €										
4.536.991,44 €	5.459.831,78 €	16.988.618,60 €	17.271.385,62 €	17.558.165,88 €	17.848.991,73 €	18.143.894,76 €	18.442.905,70 €	18.746.054,46 €	19.053.369,94 €	19.364.880,09 €	19.680.611,75 €
-30.611.051,87 €	-25.151.220,09 €	-8.162.601,49 €	9.108.784,13 €	26.666.950,01 €	44.515.941,74 €	62.659.836,50 €	81.102.742,20 €	99.848.796,66 €	118.902.166,60 €	138.267.046,69 €	157.947.658,44 €

**Tabla 7: Tabla viabilidad económica (2)**





### **7.3.3.3 Resultados económico**

Los resultados obtenidos son los siguientes:

VAN	55.411.613,92 €
TIR	11,507%
RBC	1,539211498

**Tabla 8: Resultados económicos**

Esta Tasa Interna de Rentabilidad es bastante atractiva para muchos inversores por lo que se considera que el estudio que he realizado, ha obtenido resultados positivos.

Además de estos datos expuestos arriba, también es un indicador importante el Payback, o Periodo de Recuperación de la Inversión, que en este caso resulta en 11 años.

Una vez hecho el estudio de viabilidad es especialmente interesante ver como varían estos indicadores económicos en función de los datos de partida introducidos en la tabla de Excel. Para ello se ha realizado un estudio de sensibilidad económica.

### **7.3.3.4 Estudio de sensibilidad económica**

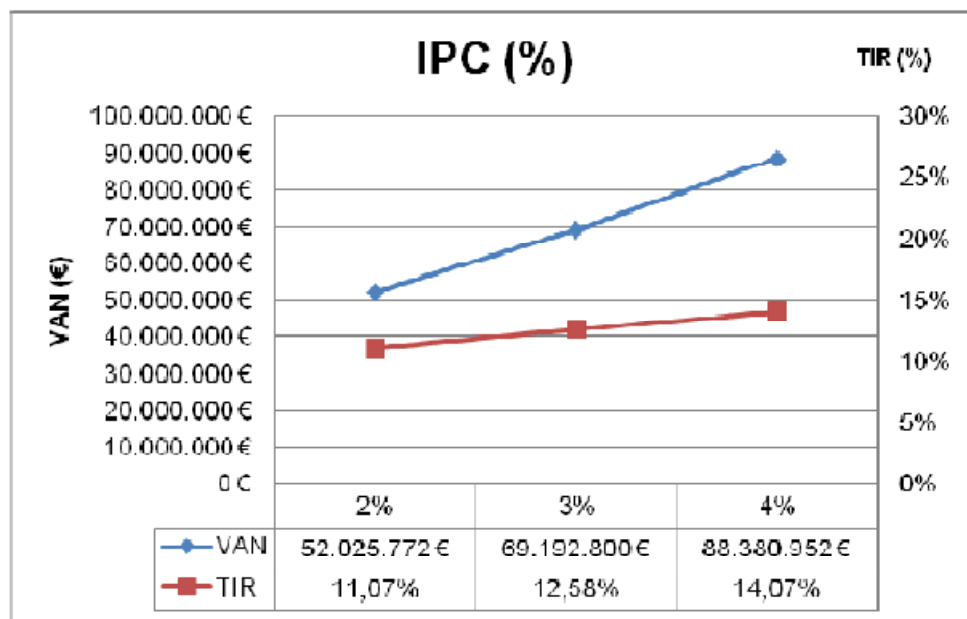
En los datos de partida antes expuestos, la tarifa regulada, el IPC y el interés bancario se han considerado fijos. No obstante, estos valores pueden variar con las fluctuaciones del mercado y es interesante estudiar cómo afectan a la inversión del estudio.

Otro análisis interesante sería estudiar como varían los indicadores de rentabilidad de la inversión si se modifica el porcentaje de financiación ajena.

Estos análisis de sensibilidad se estudian en las cuatro páginas siguientes.

#### **7.3.3.4.1 Variación del IPC.**

El dato que se ha cogido en el análisis de viabilidad ha sido del 3%, que es el IPC medio durante los últimos años. Se ha considerado interesante analizar en este análisis de sensibilidad cómo varían los índices de rentabilidad del proyecto si el IPC se moviera entre un 2 y un 4%. En la gráfica que se expone a continuación se puede observar como variarían el VAN y el TIR en este rango.



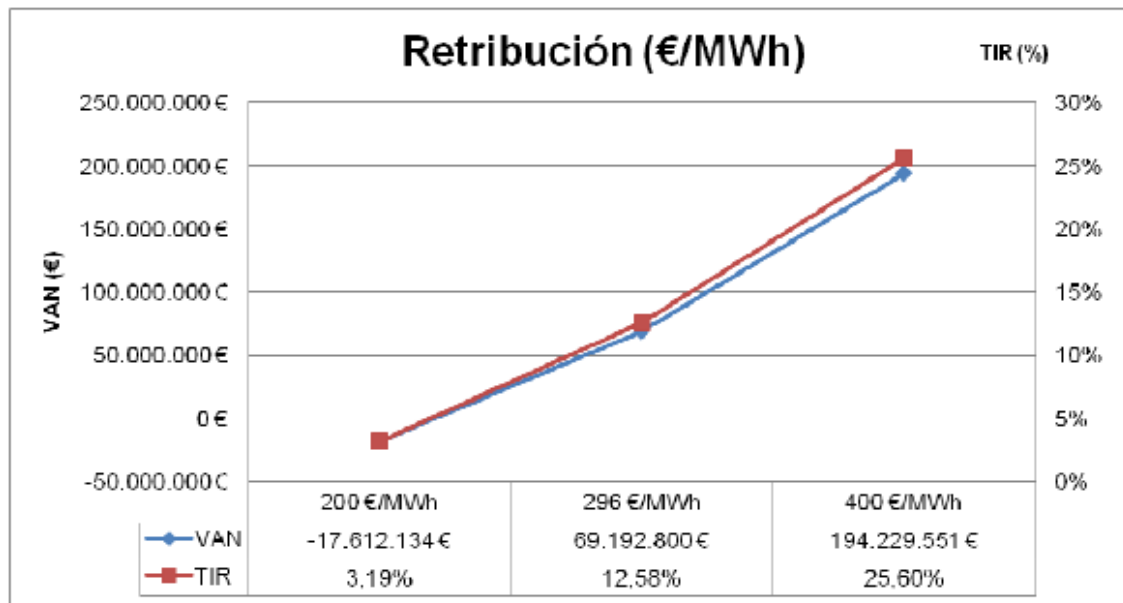
**Figura 93: Gráfica variación VAN y TIR debido al IPC**

Como se puede apreciar, a mayor subida del IPC, mayor rentabilidad de la instalación. En cambio la variación del IPC para el TIR no influye sustancialmente.

#### **7.3.3.4.2 Variación del Régimen Retributivo.**

He considerado interesante también, analizar la variabilidad de nuestra inversión, si hubiera otros marcos regulatorios que retribuyeron la producción eléctrica más barata o más cara.

En la siguiente gráfica se puede apreciar esta sensibilidad a los cambios tanto del VAN, como del TIR.



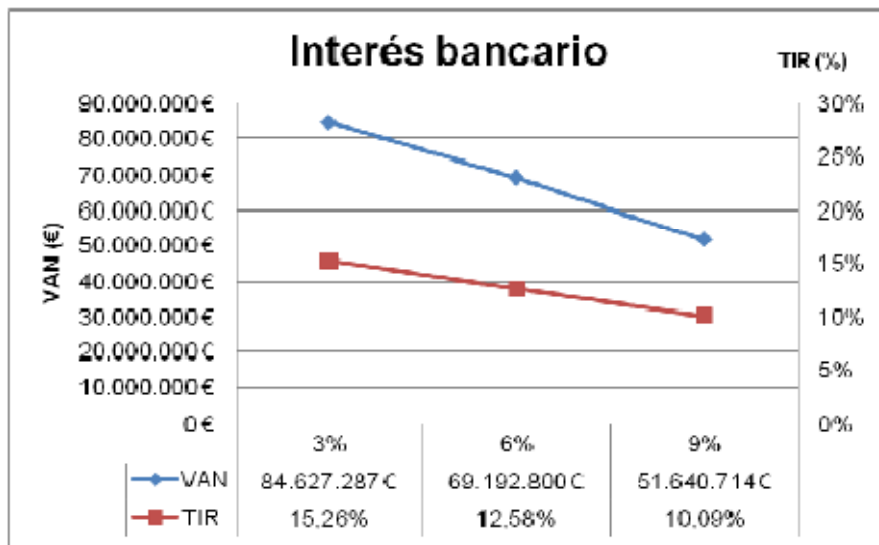
**Figura 94: Gráfica variación VAN y TIR debido a la Retribución.**

Como se puede ver en la gráfica, las centrales termosolares dependen en gran medida del apoyo estatal. Si la tarifa regulada se bajara hasta un precio de por ejemplo 200€/ MWh, el VAN de la central termosolar, sería negativo, indicándonos pues, que la central no sería rentable. Con un precio de mercado eléctrico español actual en torno a los 48 €/ MWh, es evidente la necesidad de primas que retribuyan a este tipo de generación eléctrica.

#### **7.3.3.4.3 Variación del interés bancario**

El dato inicial suponíamos un tipo de interés del 6% en el préstamo que nos concede el banco. Se ha analizado un incremento y un decremento de este valor en un 3%.

Los resultados se pueden apreciar en la siguiente gráfica.



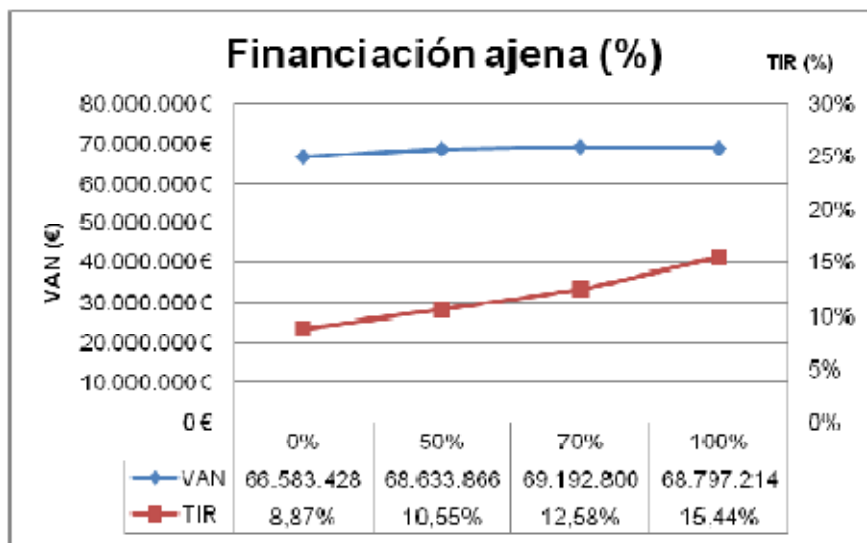
**Figura 95: Gráfica variación VAN y TIR debido al Interés bancario.**

Es evidente que el proyecto de estudio sería más rentable si el interés bancario fuera menor. No obstante, podemos ver en la gráfica que a un interés muy alto, como por ejemplo, del 9%, el proyecto estudiado seguiría siendo rentable, pues como podemos ver, su TIR se mantendría por encima del 10%.

#### **7.3.3.4.4 Variación del porcentaje de financiación ajena**

La inversión inicial del proyecto se sitúa en 180 millones de euros. Unos costes semejantes, difícilmente se podrían afrontar con la autofinanciación. No obstante, con el fin de realizar un análisis de sensibilidad más completo he considerado también esta opción.

La gráfica que muestra las variaciones de los índices de rentabilidad con respecto a la financiación se puede ver en la siguiente figura.



**Figura 96: Gráfica variación VAN y TIR debido a la Financiación ajena.**

El VAN prácticamente permanece invariable, pero el TIR sí muestra una importante subida conforme aumentamos el porcentaje de financiación ajena.

Vemos en la gráfica como es preferible la opción de acudir al banco para financiar nuestra instalación en un alto porcentaje, incluso llegando a un 100% donde el nivel del TIR sube de manera súbita. Esto, puede ser debido a los costes de oportunidad de nuestro capital y a otros aspectos como los tipos impositivos en nuestros beneficios.

No obstante, aún con la autofinanciación, opción poco atractiva, el nivel de TIR se mantiene cercano al 9%, valor aceptable que indica que la instalación puede ser rentable incluso con el 100% de fondos propios.



### **7.3.4 LEC (Levelized Energy Cost)**

Otro punto interesante a la hora de analizar la viabilidad económica de una central de energía es el LEC.

El LEC se define como el coste anual dividido por la producción media anual prevista. Para calcularlo se considera el coste de capital para la vida útil de la planta, el coste anual de operación y mantenimiento, y el coste anual de combustible fósil utilizado.

$$LEC = \frac{f_{cr} \times C_{in} \times C_{op} \times C_{fuel}}{E_p}$$

Siendo:

$f_{cr}$ : factor de amortización anual (Se ha considerado un factor de amortización del 7%, que entra dentro del rango establecido en la tabla de coeficientes de amortización del RD 1777/2004 (Grupo 151).

$C_{in}$ : Coste de la inversión inicial.

$C_{op}$ : Costes de operación y mantenimiento anual.

$C_{fuel}$ : Coste del combustible utilizado anualmente.

Sustituyendo los valores del presente proyecto en la formula se obtiene:

$$\text{LEC} = 17,883 \text{ c€/kWh}$$

El LEC es un buen indicador para comparar la viabilidad económica de distintas alternativas de producción de energía eléctrica. La siguiente tabla permite comparar el LEC obtenido con el de distintas fuentes de energía renovable.

Solar Fotovoltaica	Solar Térmica	Eólica	Mini-Hidráulica	Biomasa	Ciclo combinado
27-51 c€/kWh	10-20 c€/kWh	3,5-8,51 c€/kWh	4-15 c€/kWh	4-15 c€/kWh	2,9-6,4 c€/kWh

**Tabla 9: LEC de las tecnologías de producción eléctricas renovables.**



## Estudio Técnico-Económico de una Central Termosolar con Tecnología Fresnel



Se observa como el valor obtenido para la central de estudio entra dentro del rango estimado para Solar Térmica. Este rango de precios de la solar térmica es todavía elevado comparado con otras fuentes como energías renovables tales como la energía hidráulica, biomasa y la energía eólica (la más competitiva). No obstante, tiene un LEC mucho más bajo que la fotovoltaica, lo que la convierte en la opción más interesante económicamente para aprovechar el recurso solar.

Volviéndonos a centrar, el LEC obtenido para la instalación de estudio es interesante compararlo con otras centrales termosolares. Las centrales como Andasol 2 o PS20 consiguen un valor de LEC en torno a 15 c€/kWh, no muy lejos del obtenido en este proyecto.

No obstante, este valor obtenido no hay que tomarlo al pie de la letra ya que puede estar influenciado por unas estimaciones demasiado optimistas en lo que se refiere a costes de O&M y en electricidad generada anualmente.





# Capítulo 8:

## Estudio de viabilidad ambiental.

### 8.1 Introducción

En este apartado, se va a describir como interacciona con el ambiente una planta termosolar de receptor central, tanto en la fase de construcción de las instalaciones, como durante la fase de explotación y abandono del proyecto. El estudio de impacto ambiental se va a realizar de nuestra planta termosolar, cuyo emplazamiento se encuentra en el desierto de Tabernas.

## Estudio Técnico-Económico de una Central Termosolar con Tecnología Fresnel



En primer lugar se va a describir cuales son los aspectos que afectan tanto la fase de construcción como la de explotación. La Tabla 10 muestra el conjunto de acciones y efectos que se van a valorar durante la fase de construcción de la instalación.

FACTORES AMBIENTALES	FASE CONSTRUCCION DE LA INSTALACION			
ACCIONES Medio Físico	CN1	CN2	CN3	AP1
Aire				
Suelo				
Agua				
Flora				
Fauna				
Unidades paisaje				
Medio Socioeconómico(+)				
Clima				
Patrimonio cultural				
Seres humanos				
Interacción global				

**Tabla 10: Matriz de impactos.**

**Nota:** CN1 = Movimientos de tierra. CN2 = Construcción de cimentaciones, y cerramiento. CN3 = Instalación de seguidores solares y edificaciones. AP = Acciones permanentes originadas durante la construcción.

FACTORES AMBIENTALES	FASE DE FUNCIONAMIENTO DE LA INSTALACION		
ACCIONES Medio Físico	IN1	IN2	AP2
Aire			
Suelo			
Agua			
Flora			
Fauna			
Unidades paisaje			
Medio Socioeconómico(+)			
Clima			
Patrimonio cultural			
Seres humanos			
Interacción global			

**Tabla 11: Factores ambientales (1)**

**Nota:** IN1 = Funcionamiento del parque solar. IN2 = funcionamiento del resto de edificaciones. AP2 = Acciones permanentes originadas durante la explotación de las instalaciones.

## Estudio Técnico-Económico de una Central Termosolar con Tecnología Fresnel



FACTORES AMBIENTALES	FASE DE FUNCIONAMIENTO DE LA INSTALACION	
	AB1	AP3
ACCIONES Medio Físico		
Aire		
Suelo		
Agua		
Flora		
Fauna		
Unidades paisaje		
Medio Socioeconómico(+)		
Clima		
Patrimonio cultural		
Seres humanos		
Interacción global		

**Tabla 12: Factores ambientales (2)**

**Nota:** AB1 = Demolición de las instalaciones y restauración de los terrenos.  
AP3 = Acciones permanentes originadas durante el abandono de la actividad.



## **8.2 Fase construcción de las instalaciones.**

Durante la fase de construcción de las instalaciones se producirán los siguientes impactos ambientales:

- Campo solar:
  - Ocupación del suelo.
  - Modificación de la topografía del terreno.
  - Realización de canalizaciones subterráneas.
  - Construcción de caminos.
  - Cimentación de los espejos y racks de tuberías.
  - Producción de polvo.
  - Producción de ruidos.
  - Molestias a la fauna local.
  - Molestias a la flora local.
  - Impacto a cauce existente.
  - Impacto visual debido a las nuevas construcciones.
  - Mejora de la economía de la zona.
- Bloque de potencia:
  - Construcción de edificios para las instalaciones.
  - Realización de instalaciones para la generación de vapor y electricidad.
- Red de aguas.
  - Instalaciones de abastecimiento, almacenamiento y retorno del agua.  
Realización de conducciones de abastecimiento y retorno al embalse.
  - Depósitos de almacenamiento de agua bruta.
  - Filtros.
- Construcción de redes para la gestión de la evacuación del agua.
  - Instalaciones de saneamiento y pluviales.
  - Instalaciones para aguas residuales con efluentes aceitosos
  - Instalaciones para aguas de proceso.
- Evacuación de la electricidad.
  - Construcción de la red de evacuación.
  - Impacto visual de la instalación.
- Edificaciones auxiliares del proceso productivo:
  - Construcción de oficinas, centros de control y vigilancia.
  - Construcción de área de accesos y aparcamientos.





## **8.3 Fase de funcionamiento de las instalaciones.**

Durante la fase de explotación de las instalaciones se producirán los siguientes impactos ambientales:

- Campo solar:
  - Ocupación del suelo por los cilindros parabólicos.
  - Producción de residuos procedentes del mantenimiento del parque.
  - Control y mantenimiento de infraestructuras existentes.
  - Impacto visual de las instalaciones.
  - Producción de polvo.
  - Producción de ruidos.
  - Molestias a la fauna local.
  - Molestias a la flora local.
  - Modificación de cauce existente
  - Mejora de la economía de la zona.
- Bloque de potencia:
  - Producción de ruidos.
  - Labores de control y mantenimiento de infraestructuras existentes.
  - Impacto visual de las instalaciones.
  - Mejora de la economía de la zona.
- Red de aguas.
  - Gestión, control, desmineralización y depuración del agua.
  - Labores de control y mantenimiento de infraestructuras existentes.
  - Producción de aguas fecales procedentes de aseos y vestuarios.
  - Producción de agua con contaminación térmica.
- Evacuación de la electricidad.
  - Labores de control y mantenimiento de infraestructuras existentes.
  - Impacto visual de la instalación.
- Edificaciones auxiliares del proceso productivo:
  - Labores de control y mantenimiento de infraestructuras existentes.
  - Producción de residuos procedentes del edificio de control y del taller-almacén.
  - Impacto visual de las instalaciones.



## **8.4 Impacto ambiental en la fase de construcción y explotación**

- Impacto sobre el aire: en la fase de construcción se incide negativamente en este factor debido principalmente a dos cuestiones: la emisión de material particulado y la producción de ruidos. En la fase de explotación la producción de ruidos es consecuencia de la utilización de maquinaria en el proceso productivo. Estas emisiones se producirán en las turbinas, calderas de vapor, generadores...
- Impacto sobre suelo y tierra: en la fase de construcción como en la de explotación de la actividad se incide negativamente en este factor debido principalmente a dos cuestiones: la producción de residuos y contaminación del suelo, y la erosión del terreno. Asimismo, durante la fase de construcción también se producen dos impactos más: el acondicionamiento y la ocupación del suelo, y la construcción de nuevos viales, lo cual hace que la intensidad en esta fase sea mayor.
- Impacto sobre el agua: en la fase de construcción se incide negativamente en este factor debido a las necesidades de utilización de agua para el proceso productivo, lo cual implica la construcción de canalizaciones de transporte de agua. Como acciones significativas potencialmente impactantes destacan: la construcción de la red de aguas, interrupción de cursos de agua y posibilidad de vertidos accidentales. En la fase de explotación de la actividad se incide negativamente en este factor debido principalmente al uso y utilización del agua durante el proceso productivo.
- Impacto sobre la flora: en la fase de construcción se incide negativamente en este factor debido principalmente a la necesidad técnica de ubicarse en suelo sin obstáculos. La flora existente afectada por la construcción de las canalizaciones, edificios y campo solar, será mínima, debido a las características prácticamente diáfnas de la zona de actuación. En la fase de explotación de la actividad se incide positivamente en este factor debido a la vegetación natural.
- Impacto sobre la fauna: en la fase de construcción se incide negativamente pero de forma irrelevante en este factor debido a las siguientes acciones:
  - Producción de ruidos y vibraciones como consecuencia de las labores de construcción de la central eléctrica.
  - Molestias a la fauna local por la presencia de seres humanos.



- Impacto sobre el paisaje: es el factor más impactado durante la fase de explotación de la actividad, debido a la instalación de la estructura del sistema de captación, ya que ocuparán una gran extensión los reflectores Fresnel. En la fase de construcción se incide negativamente en este factor debido a las siguientes acciones:

- Acumulación y apilamiento de materiales necesarios para la construcción.
- Presencia de maquinaria para la realización de las obras.

En la fase de explotación se incide negativamente en este factor debido a las siguientes acciones:

- Presencia de captadores solares y edificaciones necesarias para el proceso productivo.
- Extensión de la central termoeléctrica.

- Impacto sobre el medio socio-económico: en la fase de construcción se incide positivamente en este factor debido a las siguientes acciones:

- Captación de mano de obra para la construcción de la central termoeléctrica.
- Realización de trabajos por parte de empresas locales y comarcales.
- La realización de esta obra implica una mayor actividad económica que incide en los sectores secundario y terciario.

En la fase de explotación se incide positivamente en este factor debido a las siguientes acciones:

- Captación de mano de obra para las labores de operación, vigilancia y mantenimiento de la central termoeléctrica. Son puestos estables.
- Tributación de impuestos por la generación y venta de energía.

- Impacto sobre el clima: en la fase de construcción se incide negativamente en este factor debido principalmente a la emisión de material particulado.

- La emisión de material particulado (polvo principalmente) se realiza como consecuencia del movimiento de tierras para el acondicionamiento del terreno y la construcción de viales, canalizaciones, etc.



En la fase de explotación se incide positivamente en este factor debido a las siguientes acciones:

-Generación de energía eléctrica de manera más respetuosa que las técnicas convencionales. Se contribuye, de manera indirecta a cumplir los compromisos medioambientales de España adquiridos a nivel internacional con el Protocolo de Kyoto.

- Impacto sobre el patrimonio cultural y bienes materiales: existirá un grupo de especialistas acreditados previamente durante la fase de construcción de la central, para realizar un seguimiento arqueológico.
- Impacto sobre los seres humanos: en la fase de construcción como en la de explotación de la actividad se incide negativamente en este factor debido principalmente a la potencialidad de riesgos existentes:

-Existencia de riesgos inherentes a la construcción, operatividad y mantenimiento de una planta industrial.

- Interacción global de los impactos: análisis de los posibles impactos ambientales producido durante la construcción y explotación del parque solar sobre los factores analizados, no se aprecian interacciones significativas que produzcan un aumento de los impactos detectados por sí solos.



## **8.5 Medidas protectoras, correctoras y compensatorias. Plan de vigilancia ambiental.**

### **8.5.1 Medidas protectoras.**

- Antes del inicio de los trabajos, se deberán comunicar las medidas correctoras al personal encargado de ejecutar los trabajos de construcción y mantenimiento de la instalación solar termoeléctrica.
- El control de la vegetación se realizará mediante siega o aprovechamiento ganadero. No se podrán utilizar herbicidas.
- En la instalación eléctrica, para minimizar el riesgo de electrocución para las aves se adoptarán, como mínimo, las medidas técnicas establecidas en el Decreto 47/2004, de 20 de abril, por el que se dictan Normas de Carácter Técnico de Adecuación de las Líneas Eléctricas para la Protección del Medio Ambiente en Andalucía, ya que la central está en esa Comunidad Autónoma. Se deberán señalar todos los vanos con espirales salvapájaros de un metro de longitud y 30 centímetros de diámetro cada 10 metros al tresbolillo.
- Si durante la ejecución de la obra se hallasen restos u objetos con valor arqueológico, el promotor y/o la dirección facultativa de la misma paralizarán inmediatamente los trabajos, se tomarán las medidas adecuadas para la protección de los restos y se comunicarán su descubrimiento en el plazo de cuarenta y ocho horas a la Consejería de Cultura y Turismo (art. 54 de la Ley 2/1999, de Patrimonio Histórico y Cultural de Andalucía).
- Todas las actividades aquí contempladas se ajustarán a lo establecido al respecto en el Título III de la Ley 2/1999, de Patrimonio Histórico y Cultural de Andalucía, y en el Decreto 93/1997, Regulador de la Actividad Arqueológica en Andalucía.
- Respecto a la ubicación y construcción, se atenderá a lo establecido en la Normativa Urbanística y Reglamento de Actividades Molestas, Insalubres, Nocivas y Peligrosas.
- Se comunicará a la Dirección General de Evaluación y Calidad Ambiental la finalización de la fase de construcción antes de la entrada en servicio, con el fin de comprobar y verificar el cumplimiento de las medidas correctoras.



## **8.5.2 Medidas correctoras:**

### **En la fase de construcción:**

#### Protección de aguas y suelos.

- Cerramiento o vallado perimetral de toda la superficie donde se van a desarrollar las obras.
- Construcción de un área específica de unos 200 m<sup>2</sup> para la realización de las labores de mantenimiento de la maquinaria de obra. Se dispondrá de una solera de hormigón impermeable con cubeto o zanja perimetral para recoger los vertidos líquidos.

#### Protección del aire.

- Limitación de la velocidad de circulación de los vehículos en pistas de acceso y zonas de obra para reducir los niveles sonoros y la emisión de polvo.
- Utilización de maquinaria de construcción que cumpla la directiva CEE, en cuanto a niveles de emisión de ruidos y vibraciones.

#### Protección del ser humano.

- Se harán cumplir escrupulosamente las medidas vigentes en materia de prevención de riesgo laborales y seguridad y salud en el trabajo, constituyéndose un equipo técnico que velará por dicho cumplimiento, compuesto de un coordinador de seguridad y salud, un representante del promotor y el jefe de obras de la contrata principal de ejecución, reuniéndose un mínimo de dos veces semanales en el lugar de las obras.

#### Protección de la fauna.

- Se realizarán recorridos sistemáticos, previos a la entrada de la maquinaria, para detectar posibles lugares de interés para la fauna, incluyendo la posibilidad de salvaguardar dichos lugares con los medios que se consideren oportunos.

#### Protección de la flora.

- Se creará y delimitará una zona de acopio de materiales con la finalidad de minimizar el impacto sobre la flora.

#### Protección del paisaje.

- En todas las instalaciones se emplearán materiales y colores que permitan su integración en el entorno.



Protección del patrimonio histórico y cultural.

- Se contratará una empresa especializada para que realice un estudio arqueológico previo de la zona de obras, y posteriormente, la supervisión de los trabajos de desbroce, desmontes y movimientos de tierras en el área de actuación y en aquellas zonas en las que puedan aparecer restos de carácter arqueológico que no hayan sido caracterizados en superficie.

Gestión de residuos.

- Una vez terminadas las obras se procederá a la limpieza general de las áreas afectadas, retirando las instalaciones temporales, restos de máquinas y escombros, depositándolos en vertederos controlados e instalaciones adecuadas para su tratamiento.

**Fase de funcionamiento:**

Protección de la atmósfera.

- Se insonorizarán las turbinas y el generador, además de exigir al suministrador de equipos el cumplimiento del límite normativo. Se considerará el aislamiento que se deriva de los parámetros verticales y techo de los edificios que albergan estos componentes, ya que con los materiales constructivos y aislamientos adecuados se reduce en gran medida el ruido proyectado al exterior.

Protección de suelos y aguas.

- Se llevará a cabo la construcción de un depósito de biorremediación para el tratamiento de las tierras contaminadas con los derrames del fluido térmico.
- Todos los depósitos de almacenamiento de sustancias potencialmente contaminantes, dispondrán de soleras de hormigón impermeables con pozos de recogida que estarán diseñados de forma que puedan retener la cantidad total de la sustancia almacenada.

Vertidos.

- Las aguas con residuos de cualquier tipo, es decir, aguas contaminadas con aceites de lubricación de cualquier dispositivo de la planta, serán enviadas a un separador agua/aceite, del cual se obtendrá, tras la separación, un líquido claro susceptible de ser evacuado.



## Estudio Técnico-Económico de una Central Termosolar con Tecnología Fresnel



### Protección del ser humano.

- Se harán cumplir escrupulosamente las medidas vigentes en materia de prevención de riesgo laborales y seguridad y salud en el trabajo, constituyéndose un equipo técnico que velará por dicho cumplimiento, compuesto de un coordinador de seguridad y salud, un representante del promotor y el jefe de obras de la contrata principal de ejecución, reuniéndose un mínimo de dos veces semanales en el lugar de las obras.

### Ruidos.

- No se permitirá el funcionamiento de ninguna fuente sonora cuyo nivel de recepción externo sobrepase, al límite de propiedad, los 60 dB(A) de día y los 45 dB(A) de noche.



### **8.5.3 Plan de vigilancia ambiental**

Durante la fase de obras se remitirán a la Dirección General de Evaluación y Calidad.

Una vez en fase de explotación se remitirá a la Dirección General de Evaluación y Calidad Ambiental la siguiente documentación:

- Durante los tres primeros años y con carácter anual, el resultado de los recorridos de campo en el entorno de la línea eléctrica para detectar posibles accidentes por colisión y/o electrocución de aves.
- Informe anual elaborado por el organismo de inspección correspondiente donde se recojan los resultados de las mediciones atmosféricas que se realizarán en la instalación.
- Informe redactado por un técnico cualificado, o equipo multidisciplinar, que incluirá, entre otros aspectos, informes anuales durante todo el periodo de explotación de la instalación, con el fin de evaluar la incidencia de la misma sobre el medio y la efectividad de las medidas correctoras ejecutadas. Los informes se deberán entregar, durante los primeros 15 días de cada año, a la Dirección General de Evaluación y Calidad Ambiental.

## **8.6 Documento de SÍNTESIS**

Tras el análisis de los posibles impactos ambientales, durante la explotación de las instalaciones, en el ecosistema en que se ubicará la instalación, no se han apreciado actuaciones que puedan desaconsejar su emplazamiento, habiéndose estudiado las posibles afecciones al medio geofísico y socio-económico.

En cuanto a otras posibles afecciones, tanto visuales, como humos y ruidos no se aprecian problemas que puedan afectar al medio o a las personas que en él habitan.

Tras analizar todos los factores considerados, se resuelve que la construcción y funcionamiento de la planta solar termoeléctrica objeto del presente Estudio Detallado de Impacto Ambiental, **es viable ambientalmente**.



# Capítulo 9:

## Conclusiones

### **9.1 Introducción**

El Sol es el recurso renovable más abundante, como se ha visto en los primeros capítulo. De ahí la necesidad de emplear tecnologías que sean viables desde los puntos de vista técnicos, económicos y ambientales para el aprovechamiento de la radiación solar, así como contribuir a la mitigación de emisiones de CO<sub>2</sub> que son causa del cambio climático.

A día de hoy, las centrales solares termoelectricas constituyen la forma de generación eléctrica con mayores ventajas para los sistemas eléctricos por la estabilidad que aportan y por las características de gestionabilidad que les proporciona sus sistemas de almacenamiento térmico y sus posibilidades de hibridación con biomasa o gas natural.

Las tecnologías empleadas en los proyectos de energías termosolares están muy consolidadas, como se está demostrando acometiendo numerosos proyectos y cada vez de mayor envergadura en todo el mundo. Además las instituciones financieras cada vez adquieren más confianza en este tipo de proyectos y los financian, comprobando que, a medida que pasa el tiempo, el riesgo de la inversión se ve disminuido por los buenos resultados que están cosechando estas plantas.

La inversión realizada en España por las empresas para la puesta en funcionamiento de centrales termosolares asciende ya a cerca de 2.500 millones de euros, estando conectados a la red alrededor de 800 MWe. Además, las previsiones para los próximos años es que la inversión acumulada rondará los 15.000 millones de euros en el año 2013. Por ello, España es líder a nivel mundial en este tipo de tecnologías dada su privilegiada situación geográfica por lo que la ejecución de este tipo de proyectos consolida su posición de liderazgo

Las tecnologías de concentración solar se encuentran en pleno desarrollo tecnológico y comercial en la actualidad. En los primeros capítulos del presente proyecto se ha podido seguir la evolución que han seguido a lo largo de los años y como se está consiguiendo su competitividad frente a otras tecnologías de generación.

En palabras de Manuel Sánchez Ortega, consejero delegado de Abengoa, “La solar termoeléctrica es una energía que en un horizonte de tres a cinco años va a ser competitiva en precio de producción con otras energías renovables más usadas actualmente.” Otro aspecto que remarca Sánchez Ortega es el mejor pro de la solar termoeléctrica, su gestionabilidad, “A veces se la compara con la eólica, pero cada megavatio eólico tiene que tener el respaldo de otro tipo de energía, normalmente de la producida en centrales de ciclo combinado, porque no es predecible ni almacenable.

En el abanico de tecnologías que aprovechan la energía solar termoeléctrica los colectores fresnel son la opción menos estudiada. La menor eficiencia de este tipo de colectores ha hecho que se desarrollen comercialmente otras tecnologías como los colectores cilíndrico-parabólicos o los de torre central dejando de lado una opción muy interesante, en mi opinión, como son los lineales fresnel.

No obstante, esta menor eficiencia antes mencionada se trata de compensar con menores costes de inversión y menos gastos anuales en operación y mantenimiento debido a la mayor simplicidad de los colectores.

## **9.2 Conclusiones del estudio realizado**

En el anterior capítulo de este proyecto he obtenido unos resultados económicos que no distan mucho de las centrales termoeléctricas actuales de tecnología HTF. No obstante, como ya he dicho, no hay que tomar estos datos como plenamente fiables ya que están basados en estimaciones teóricas y precisan de la necesaria experiencia comercial. La construcción de la central Puerto Errado 2 puede proporcionar los datos necesarios para evaluar la fiabilidad de estas aproximaciones teóricas.

Otro punto a tener en cuenta es que en este proyecto se ha analizado la viabilidad de estas centrales como fuente de generación eléctrica, pero un campo muy interesante de aplicación de los colectores fresnel sería el del precalentamiento de vapor para centrales térmicas convencionales. Con esto se conseguiría aumentar el rendimiento de las centrales y disminuir el consumo de combustible. Proyectos como el de Kogan Creek Solar Boost Project, expuesto en el capítulo 5, entrarán pronto en operación y demostraran la viabilidad, o no, de esta tecnología.

Así se presenta este Proyecto Fin de Carrera, con el que se pretende dar a ver la situación actual en la que se encuentra el sistema energético mundial de forma general. En este proyecto se detalla la legislación vigente, los componentes, la metodología y consideraciones que hay que tener en cuenta en el diseño de una planta termosolar que emplee la tecnología de colectores Fresnel, así como los cálculos necesarios para la demostración de la viabilidad de este tipo de plantas.

Desde el punto de vista económico, la puesta en marcha de la planta requeriría una inversión de 180.000.000 €. Tras el análisis económico completo, la forma de demostrar la viabilidad económica es por medio de indicadores económicos como el VAN y la TIR. El valor más significativo que demuestra la viabilidad de un proyecto de tal envergadura es la rentabilidad que va a producir el mismo (la TIR), que proporciona un valor del 11,5 %.

## **9.3 Futuras líneas de I+D+i**

Las plantas fresnel de Puerto Errado son un primer paso hacia la comercialización de esta tecnología. En el futuro se debe estudiar la inclusión de mejoras como los sistemas de almacenamiento térmico y la hibridación.

Estos sistemas mejorarían su eficiencia global y permitirían una mayor generación de energía. Los estudios han demostrado que la inversión que suponen estos sistemas revierte luego en mejores resultados económicos para la planta. La inclusión de almacenamiento térmico es especialmente interesante ya que éste permitiría a la central guardar energía en horas valle y venderla en horas pico, con lo que generaría unos ingresos mayores por KWh producido. Las centrales CCP más modernas en operación, y las que se están construyendo actualmente, ya disponen de todos estos sistemas.

Al ser las primeras centrales comerciales con esta tecnología, los costes de inversión no son tan bajos como deberían ser. La estandarización de los procesos de producción de los componentes y su fabricación a gran escala reducirían en gran medida las inversiones necesarias para la construcción de estas centrales. Con esto, sumado a los bajos costes de operación y mantenimiento de las centrales, el valor del LEC se conseguiría disminuir hasta unos valores muy competitivos.

Otro aspecto a mejorar en los colectores Fresnel es su eficiencia. La empresa Novatec, en colaboración con el DLR y Schott Solar, está trabajando en el desarrollo un nuevo tipo de colector, que han llamado SuperNova, que pretende conseguir vapor de agua en el colector a temperaturas de 450 °C, frente a los 280 °C actuales. Ésto mejoraría en gran medida la eficiencia del ciclo de potencia y conseguiría una mayor generación de electricidad.



## **9.4 Conclusión final del autor**

Es necesario aprovechar al máximo los recursos de los que disponemos, y la clave está en realizarlo de la manera más eficiente posible. Estudios como el presentado en este proyecto pretenden ahondar en la necesidad de aprovechar mejor el mayor recurso del que disponemos, el Sol. De él nace el gran abanico de energías renovables y de nosotros depende el saber beneficiarnos de este obsequio que nos da la madre naturaleza.

Aún queda mucho camino por recorrer pero los pasos son los adecuados. Cada día se instalan mas centrales de energías renovables en el mundo y éstas cada vez son más eficientes. La sociedad esta concienciada y los apoyos son necesarios, pues es de vital importancia avanzar hacia un mix energético mundial más sostenible. Este trayecto es largo y difícil pero es la única opción para nuestro futuro.

Yo creo que estamos en el buen camino, ahora, hay que seguir caminando.





## **BIBLIOGRAFÍA**

**Ajona, J I. y Zarza, E., 1994,** “Benefits Potential of Electricity Production with direct Steam Generation in Parabolic Troughs.”

**Barnea, D., 1987,** “A unified model for predicting flow-pattern transitions for the whole range of pipe inclinations” . International Journal of Multiphase Flow.

**Bockamp, 2003,** “Solar thermal power generation”

**Castro Gil, M. 2006.** "Energía solar térmica de media y alta temperatura". Progenisa. Promotora general de estudios, S.A.

Informe técnico DISS R-03/92, Plataforma Solar de Almería, Almería (España).

**González, L., 2003,** "Manual de "Dimensionado Planta-DSG". Herramienta para el diseño de plantas de colectores solares cilindro-parabólicos con Generación Directa de Vapor".

**Haberle, Andreas., 2003,** The Solarmundo line focussing Fresnel collector. Optical and thermal performance and cost calculations.

**Herrmann, U. y Nava, P., 2008,** “Performance of the SKAL-ET collector of the Andasol power plants” . In Proceedings of 14<sup>th</sup> International SolarPACES Symposium on Solar Thermal Concentrating Technologies, Las Vegas, EEUU.

**Mills, David R. y Morrison, Graham L., 1999,** “Compact linear Fresnel reflector solar thermal powerplants” .

**Rolf Bernhard, H., 2008,** “Linear Fresnel Colector demonstration on the PSA part 1 - Design, construction and quality control.

**Zarza, E., 2002,** “Generación directa de vapor con colectores solares cilindro parabólicos. Proyecto DIrect Solar Steam (DISS)” , Tesis Doctoral, Universidad de Sevilla, España



**Zarza, E., 2006,** “INDITEP: The first pre-commercial DSG solar power plant” , Solar Energy, 80(10), pp. 1270-1276.

**Zarza, E., 2008,** “Almeria GDV: The first solar power plant with direct steam generation” .

**“Energías Renovables para la generación de electricidad en España”-**  
Fundación para estudios de la energía.

**García Garrido, S.,2011** “Construcción y puesta en marcha de centrales termosolares”.

**García Garrido S.,2011** “Sistema de Vapor”.

Protocolo de Kioto.



**Referencia de páginas web:**

Instituto para la diversificación y ahorro de energía: [www.idae.es](http://www.idae.es)

Statistical Review of World Energy 2010, de BP: [www.bp.com](http://www.bp.com)

Fundación española para la ciencia y tecnología: [www.fecyt.es](http://www.fecyt.es)

Operación y Mantenimiento en plantas de energía: <http://www.opex-energy.com/index.html>

Energías renovables: [www.energias-renovables.com](http://www.energias-renovables.com)

Centro Nacional de Energías Renovables: [www.cener.es](http://www.cener.es)

Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas: [www.ciemat.es](http://www.ciemat.es)

Abengoa: [www.abengoasolar.com](http://www.abengoasolar.com)

Centrales termosolares: [www.centrales termosolares.com](http://www.centrales termosolares.com)

Asociación Española de la Industria Solar Termoeléctrica. [www.protermosolar.com](http://www.protermosolar.com)

Novatec Biosol. [www.novatesolar.com](http://www.novatesolar.com)

Catálogo Siemens. [www.energy.siemens.com](http://www.energy.siemens.com)

Agencia Internacional de la Energía [www.iea.org](http://www.iea.org)

Página de la Nasa: <http://eosweb.larc.nasa.gov/see/>

Agencia estatal Boletín Oficial del Estado [www.boe.es](http://www.boe.es)