

Master en Energías Renovables y Mercado Energético 2007/2008

Módulo: Energía Solar Termoeléctrica

Dimensionamiento y análisis de producción anual de un sistema de receptor central

Dr. Manuel Romero Alvarez
CIEMAT
Avda. Complutense, 22
28040 MADRID
e-mail: manuel.romero@ciemat.es



Dimensionamiento y análisis de producción anual de un sistema de receptor central

INDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	4
2. ASPECTOS DE INTERÉS EN EL DISEÑO DE UNA CENTRAL DE TORRE	4
2.1 Fases en el proceso de diseño.....	6
2.2 Sensibilidad de la planta a los parámetros de diseño.....	8
2.3 Caracterización de una central solar térmica.....	14
3. ESPECIFICACIONES DE DISEÑO.	15
3.1 Definición de la planta	15
3.2 ESCENARIO ECONÓMICO	18
3.2.1 Coste de producción de energía.....	18
3.2.2 Anualidad	19
3.2.3 Coste del capital	20
3.3 PROCEDIMIENTO Y HERRAMIENTAS DE DISEÑO.	26
3.4 PARÁMETROS DE RENDIMIENTO ENERGÉTICO DE LOS SUBSISTEMAS	33
3.4.1 Datos radiación y del emplazamiento.....	33
3.4.2 Pérdidas en heliostato y campo de heliostatos.....	35
3.4.3 Pérdidas en el receptor.....	36
3.4.4 Almacenamiento	38
3.4.5 Bloque de potencia	39
4. CARACTERÍSTICAS Y RENDIMIENTO DE LA PLANTA ÓPTIMA.....	40
4.1 Características del diseño	40
4.2 Rendimiento energético.....	49
4.2.1 RESULTADOS DE SOLERGY PARA PLANTA CIRCULAR.....	52
4.2.2 RESULTADOS DE SOLERGY PARA PLANTA NORTE.....	54
5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	56
5.1 Múltiplo solar y altura de la torre.....	56
5.2 Tamaño y forma del heliostato.....	58
5.3 Reflectividad.	60
5.4 Calidad óptica del heliostato.	61
5.5 Distancia focal.....	62
5.6 Radiación directa anual.	62
5.7 Costes de componentes.....	63
5.8 Escenario económico.	64
6. REFERENCIAS.....	67



LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1.- MS como una función del FC.....</i>	<i>5</i>
<i>Figura 2.- Variables a tener en cuenta en la optimización y diseño de una central de torre.....</i>	<i>6</i>
<i>Figura 3.- Contornos del factor coseno, promediados anualmente.....</i>	<i>9</i>
<i>Figura 4.- Área de helióstatos para distintas potencias.</i>	<i>10</i>
<i>Figura 5.- Relación entre la potencia eléctrica de la planta en el punto de diseño y la potencia térmica en el receptor, para distintos MS.</i>	<i>11</i>
<i>Figura 6.- Altura de la torre en función de la potencia térmica sobre el receptor.....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 7.-Área de interceptación del receptor como una función de la potencia térmica para distintos tipos de receptores y fluidos.....</i>	<i>12</i>
<i>Figura 8.- Tamaño de almacenamiento térmico en función del factor de capacidad de la planta (El número de horas es estimado para la producción pico de la turbina).</i>	<i>13</i>
<i>Figura 9.- Arbol de pérdidas energéticas de la planta SSPS-CRS de Almería par aun determinado día de operación, con un rendimiento neto del 8,1 % (22 Feb. 1984).....</i>	<i>15</i>
<i>Figura 10.- Ejemplo de curva diaria de producción durante más de 8 horas haciendo uso del sistema de almacenamiento en la planta SSPS-CRS. (1. Insolación; 2. Potencia receptor; 3. Temperatura receptor; 4. Flujo generador de vapor; 5. Potencia eléctrica).....</i>	<i>15</i>
<i>Figura 11.- Configuración tipo Phoebus seleccionada para estudio.</i>	<i>17</i>
<i>Figura 12.- Predicción del coste de la torre en función de su altura.</i>	<i>22</i>
<i>Figura 13.- Optimización preliminar del campo mediante el uso de sectores, con DELSOL3.</i>	<i>30</i>
<i>Figura 14.- Optimización detallada (helióstato a helióstato), mediante el uso combinado de ASPOC y DELSOL.</i>	<i>31</i>
<i>Figura 15.- Análisis de la producción eléctrica anual en un año tipo con SOLERGY.....</i>	<i>32</i>
<i>Figura 16.- Distribución helióstatos en campo circular (Total 2669 helióstatos). Coordenadas en m.</i>	<i>42</i>
<i>Figura 17.- Distribución helióstatos en campo norte (Total 2704 helióstatos). Coordenadas en m.....</i>	<i>43</i>
<i>Figura 18.- Configuración helióstato.</i>	<i>44</i>
<i>Figura 19.- Esquema del sistema torre/receptor (Se representa el receptor cilindrico para campo circular).....</i>	<i>45</i>
<i>Figura 20.- Dimensiones del sistema de almacenamiento para la planta de 25 MWe.....</i>	<i>45</i>
<i>Figura 21.- Frontal receptor TSA.</i>	<i>46</i>
<i>Figura 22.- Mapa de flujo en kW/m² para el punto de diseño en la planta Norte.</i>	<i>47</i>
<i>Figura 23.- Mapa de flujo en kW/m² para el punto de diseño en la planta circular</i>	<i>47</i>
<i>Figura 24.- Evolución del LEC para el campo circular frente a altura de torre y MS.....</i>	<i>57</i>
<i>Figura 25.- Coste total de la inversión para plantas circulares optimizadas a distintos MS.....</i>	<i>57</i>
<i>Figura 26.- LEC frente a altura de la torre en un campo Norte.....</i>	<i>58</i>
<i>Figura 27.- Esquema del heliostato de 105 m² modelizado por DELSOL.....</i>	<i>59</i>



1. INTRODUCCIÓN

En la presente Clase se recoge toda la información relativa a un ejemplo teórico de dimensionamiento y análisis de la producción anual de una planta concreta de 25 MW en punto de diseño, ubicada en una latitud de 37° y con una radiación directa anual de 2057 kWh/m². Se ha mantenido como estrategia de estudio el análisis en paralelo de dos plantas diferentes, una con campo tipo Norte y otra con campo Circular. La razón de mantener ambas propuestas viene dada por el hecho de que no existe una gran diferencia que descalifique definitivamente a una de las dos opciones. En principio la planta Norte produce una mayor cantidad de electricidad anual, pero precisa una mayor número de helióstatos y tiene un mayor coste de inversión para conseguir alcanzar las especificaciones de producción en el punto de diseño. Se ha identificado asimismo un potencial de reducción de coste en lo que se refiere al tamaño del receptor cilíndrico de la planta Circular, a base de adaptar la forma del mismo en función de la zona del campo.

Se identifican aquellos parámetros de mayor relevancia en el proceso de diseño de la planta y se propone un procedimiento de optimización mediante el uso de herramientas de diseño como ASPOC, DELSOL y SOLERGY. Se pasa posteriormente a plantear las especificaciones técnicas de la planta en el punto de diseño y a elaborar los criterios económicos de optimización, que en este caso se basan en el LEC (Levelized Electricity Cost o Coste Nivelizado de la Electricidad), parámetro de comparación habitualmente utilizado dentro de la Agencia Internacional de la Energía. Se incluyen asimismo los costes de los distintos componentes de la planta y el escenario económico fijado para la inversión. Una vez fijadas las especificaciones tanto técnicas como económicas se ha procedido a la optimización de la planta Circular y Norte ofreciéndose figuras de producción anual y en el punto de diseño. Por último se analiza la sensibilidad del LEC ante distintos rangos de incertidumbre tanto en el coste de componentes, como el escenario económico y en la disponibilidad del recurso.

La extensión de la vida económica de la planta a valores por encima de los 15 años, que ha sido suficientemente probada en plantas como CESA o Solar One, junto con el potencial de abaratamiento de costes que se consideran perfectamente alcanzables en componentes como el receptor, permitiría mejorar sustancialmente las figuras de costes de producción que se extraen del presente estudio.

2. ASPECTOS DE INTERÉS EN EL DISEÑO DE UNA CENTRAL DE TORRE

Para abordar el diseño de una central de torre es necesario referirse a una terminología básica [Grasse, Hertlein y Winter, 1991]:



Punto de diseño: Día del año y hora a la que se especifican el sistema y sus componentes. Para ello se asumirá que en el punto de diseño existirá una determinada radiación directa disponible, junto con unas determinadas condiciones climatológicas. La radiación de diseño (900 W/m² por ejemplo) suele tomarse habitualmente a mediodía solar en el equinoccio primavera o en el solsticio de verano. Por lo tanto siempre que nos referimos a una determinada potencia de diseño, es necesario saber cual es el punto de diseño para poder compararnos con otras plantas.

Múltiplo solar (MS): Es el cociente entre la potencia térmica absorbida por el fluido en el receptor y suministrada en la base de la torre en el punto de diseño y la potencia térmica pico requerida por el sistema turbina-generador. La energía térmica excedente es acumulada en el sistema de almacenamiento. Teóricamente con un múltiplo solar, $MS > 2,4$, se puede conseguir un funcionamiento continuado durante 24 horas al día en régimen nominal. $MS > 1$ implica un sobredimensionamiento de todos los componentes solares frente al bloque de potencia, con el correspondiente encarecimiento. Los valores típicos que se manejan en la actualidad oscilan entre 1,2 y 1,8, lo cual correspondería a tiempos de autonomía de la planta a plena carga de 3 y 8 horas respectivamente (Aunque este valor dependerá de la radiación anual disponible).

Factor de Capacidad (FC): Es la energía producida en un intervalo de tiempo determinado (generalmente un año) dividida por la energía que debería haber sido producida si la planta hubiera operado a su máxima capacidad durante el mismo período de tiempo. Este parámetro puede oscilar entre 0,25 y 0,40 en centrales de torre. Este factor depende de la insolación específica del emplazamiento, el tipo configuración utilizada y sobre todo de la fiabilidad de los componentes (averías y mantenimiento). La relación existente entre MS y FC se muestra en la figura 1, para el caso de Barstow (California). Si bien existe una relación entre ambos, conviene recordar que el múltiplo solar es una variable de diseño y de tamaño de la planta mientras que el factor de capacidad es un parámetro de funcionamiento. El primero es pues fijo mientras que el segundo puede verse reducido por factores como malos índices de insolación o paradas técnicas.

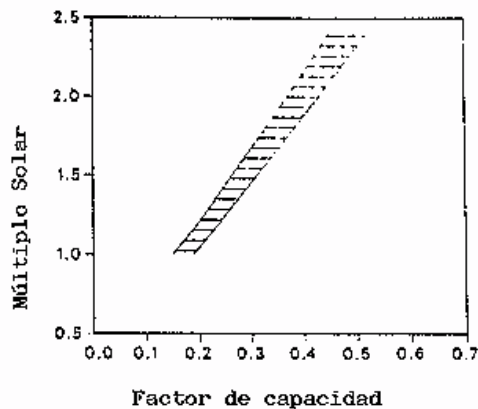


Figura 1.- MS como una función del FC

2.1 Fases en el proceso de diseño

En todo diseño de una central de torre se busca generalmente la optimización económica minimizando el coste nivelizado de la energía anual producida, y cabe dibujar en él tres fases claramente diferenciadas:

Tabla I.- Parámetros de diseño en cada una de las tres fases

Definición Planta	Optimización del sistema de captación de energía	Optimización del sistema de utilización de energía
Emplazamiento	Múltiplo solar	Tamaño almacenamiento
Punto de diseño	Potencia térmica pico	Tamaño apoyo fósil
Potencia de diseño	Flujo pico en el receptor	Modos de hibridación
Fluido caloportador	Dimensiones receptor	Energía anual
Factor de capacidad	Área y dimensiones del heliostato	Coste de la planta
Temperatura de salida	Factor ocupación suelo	
Fuente auxiliar fósil	Altura de la torre	
Forma campo heliostatos		
Configuración receptor		

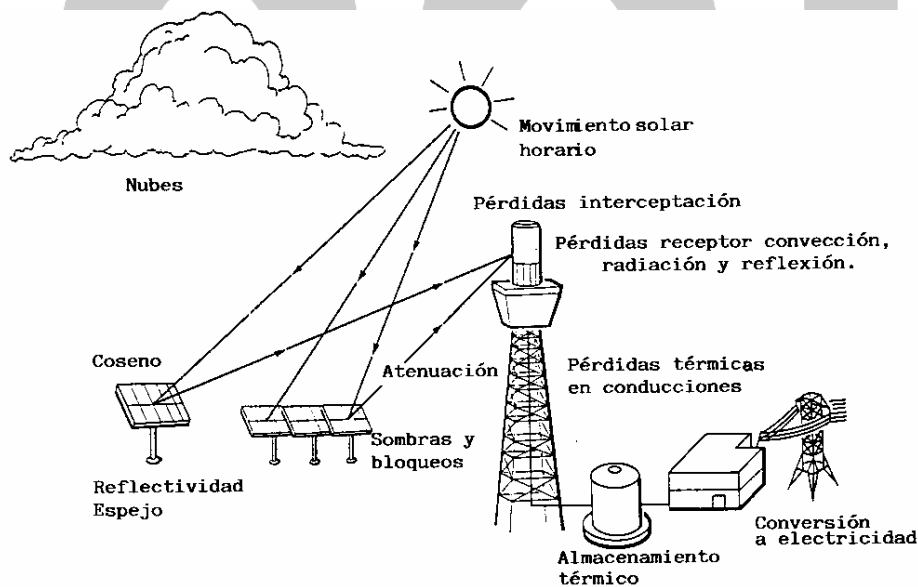


Figura 2.- Variables a tener en cuenta en la optimización y diseño de una central de torre.



*** Definición de la planta**

Es en la que se fija la configuración básica de la planta y el funcionamiento nominal en el punto de diseño. En la Tabla I se incluyen los parámetros a definir. Son importantes la latitud y las condiciones climatológicas específicas del emplazamiento. Esta etapa requiere la participación de la compañía eléctrica usuaria que ayudará a fijar la potencia y las estrategias de despacho a red (base, intermedio o pico).

*** Optimización del sistema de captación de energía (Parte solar)**

Consiste en la optimización de los distintos elementos de la planta solar con criterios económicos utilizando códigos de computador. Algunos de los factores que afectan al diseño y optimización se encuentran representados en la figura 2.

El campo de heliostatos es una de las partes clave en el proceso de optimización donde es necesario tener en cuenta el tamaño y forma del heliostato, el número y configuración de sus facetas, canteo y curvatura de las facetas, error óptico de la superficie reflectante, precisión de apunte, gravedad y deformaciones por cargas de viento, también ha de optimizarse el "layout" del campo para minimizar la atenuación atmosférica, las sombras y los bloqueos, así como el factor coseno del campo. Es necesario también optimizar la visión que el receptor tiene del campo de heliostatos, y todos los factores relativos a pérdidas de energía (reflectividad del heliostato, absorbanza del receptor, reradiación del receptor y pérdidas por convección en el receptor).

*** Optimización del sistema de utilización de energía**

El objeto de esta etapa es optimizar la mejor combinación de tamaño de la turbina, capacidad de almacenamiento térmico y aportación de apoyo fósil con el fin de producir la amortización más alta con los menores costes. Dependiendo de la estrategia de despacho a red se optimizará un óptimo servicio.

La influencia de un factor sobre la optimización en la captación de energía puede ser compensada por la influencia de otro. En la tabla II representan las interrelaciones entre parámetros.

Tabla II.- Compensación entre factores que influyen en el diseño de centrales de torre

Favorecen grandes campos	Favorecen pequeños campos
Receptor caro. Helióstatos baratos. Terreno y/o cableado barato. Baja atenuación atmosférica.	Helióstatos caros Receptor barato Terreno y/o cableado caro. Alta atenuación atmosférica. Area restringida.
Favorecen grandes receptores	Favorecen pequeños receptores
Bajo coste receptor/m ² . Pequeñas pérdidas receptor/m ² . Helióstato plano y grande. Aberraciones helióstato severas. Gran dispersión del haz. Bajo límite flujo pico	Alto coste receptor/m ² . Altas pérdidas receptor/m ² . Helióstato alta calidad óptica. Helióstato pequeño. Alto límite flujo pico.
Favorecen altas torres	Favorecen pequeñas torres
Alto coste fijo Coste de torre barato Terreno restringido o caro Helióstatos caros	Bajo coste fijo Alto coste de la torre Terreno barato Helióstatos baratos Gran dispersión del haz

2.2 Sensibilidad de la planta a los parámetros de diseño

Las condiciones de irradiación y la posesión de datos fiables son cruciales. Es necesario disponer de valores promedio de 300 W/m² y más de tres horas diarias por encima de los 600 W/m². La experiencia aconseja valores mínimos de 3-4 kWh/m².día de irradiación para que las centrales solares puedan ser implantadas.

El tamaño del receptor, la torre y el campo de heliostatos están fuertemente relacionados con la potencia térmica final del receptor en el punto de diseño. Por este motivo en el diseño de centrales de torre se usan programas de computador complejos como DELSOL, ASPOC o HFLCAL, que llevan a cabo una optimización de los tamaños necesarios para cumplir las especificaciones de diseño. DELSOL es un programa desarrollado por Sandia National Laboratories [Kistler, 1987] que permite optimizar el diseño y la producción de la planta usando para calcular la imagen de los heliostatos un método analítico de expansión/convolución de momentos con polinomios de Hermite (Existe una versión Windows desarrollada recientemente por CIEMAT junto con AICIA e INABENSA, denominada WinDELSOL).

Otros programas como SOLERGY o HELIOS nos proporcionan información sobre el funcionamiento de una planta concreta. SOLERGY es un programa que estima de una forma simplificada la producción anual de una planta determinada bajo distintas condiciones de despacho a la red [Stoddard et al., 1987]. HELIOS hace un estudio detallado de las densidades de flujo en el receptor para un determinado diseño de planta mediante la modelización del campo de helióstatos usando óptica de conos de error [Vittitoe y Biggs, 1981]. ASPOC y HFLCAL son dos programas desarrollados durante el proyecto Hispano-Alemán GAST, que llevan a cabo la optimización de la planta usando procedimientos de convergencia por iteración [Kiera, 1989].

Dimensionado del campo de helióstatos.

La configuración del receptor (externo plano, externo cilíndrico o cavidad) es un factor dominante en la elección de la forma del campo (Norte o Circular). En la distribución de los helióstatos en el campo tiene una importancia fundamental el factor coseno, tal y como se representa en la figura 3. Los contornos muestran la superioridad de los helióstatos Norte frente a los Sur. No obstante para grandes campos la atenuación atmosférica y la divergencia del haz empiezan a penalizar los helióstatos Norte y justifican el uso de campos Circulares.

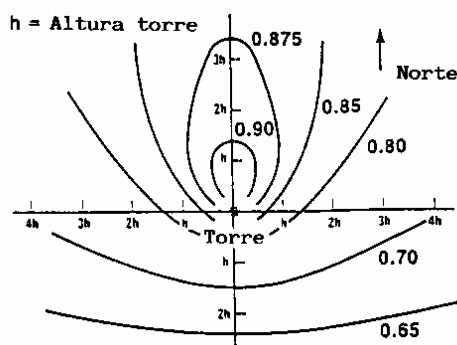


Figura 3.- Contornos del factor coseno, promediados anualmente.

En la figura 4 podemos ver representada el área reflectante de helióstatos necesaria, para centrales de torre típicas, en función de la potencia térmica del receptor.

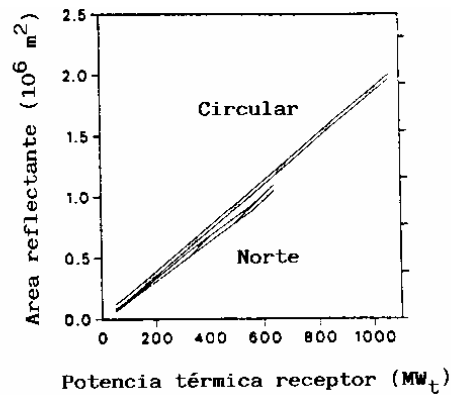


Figura 4.- Área de helióstatos para distintas potencias.

Como puede apreciarse, en general para potencias térmicas sobre el receptor inferiores a 600 MWt, un campo Norte presenta siempre una mayor eficiencia y requiere menor número de helióstatos que un campo Circular. Desde el punto de vista económico, no obstante, merece estudiarse en cada caso la configuración óptima del campo por encima de los 10 MWe, ya que muchas veces el campo circular reduce en gran medida la altura de la torre y reduce significativamente la distancia de las últimas filas del campo a la torre.

La relación entre la potencia térmica del receptor y la potencia eléctrica evidentemente viene afectada sobre todo por el múltiplo solar, tal y como se refleja en la figura 5. Además, según el tipo de fluido vamos a tener unas limitaciones de flujo (0,8 MW/m² para las sales fundidas y el aire y 1,5 MW/m² para el sodio). Estas restricciones en el flujo obligan a realizar estrategias de apunte con más de un punto de enfoque. Una planta típica de aire o sales de 100 MWe con un MS de 1,6-1,8 tendría una salida térmica en el receptor de 400-500 MWt, alrededor de 800.000 m² de helióstatos y del orden de 5,5x10⁶ m² de terreno total.

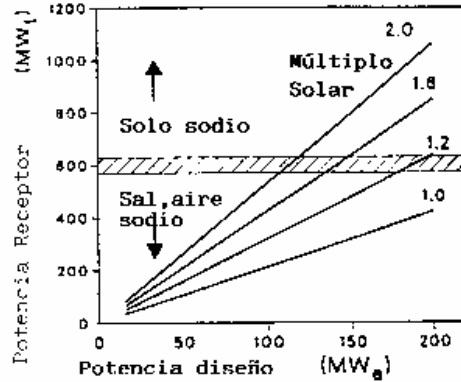


Figura 5.- Relación entre la potencia eléctrica de la planta en el punto de diseño y la potencia térmica en el receptor, para distintos MS.

Dimensionado de la torre.

El rango de tamaños de las torres se mueve entre los 50 y los 250 m. tal y como se refleja en la figura 6. El coste de la torre suele ser una función exponencial con la altura y resulta un elemento totalmente convencional en cuanto a su diseño. Como se puede observar en la figura, la altura de la torre es muy sensible al tipo de campo de heliostatos que utilicemos. A igual potencia, un campo Norte va a presentar heliostatos mucho más alejados de la torre, lo que motiva que para evitar sombras y bloqueos, pues el receptor va a "ver" los heliostatos con un ángulo más horizontal, necesitaremos torres más altas. La altura típica de una planta de 100 MWe con campo circular es de 150 m.

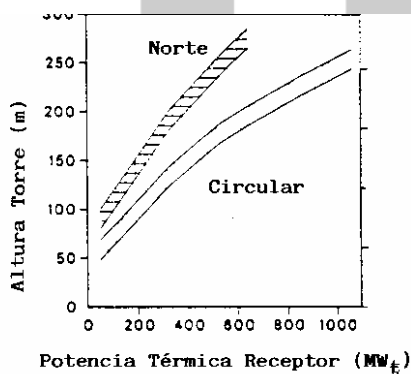


Figura 6.- Altura de la torre en función de la potencia térmica sobre el receptor.



Dimensionado del receptor.

El parámetro que mejor define el tamaño del receptor es el Area de Interceptación o Area de Absorción (En el caso de los receptores volumétricos el área de interceptación no guarda relación con el área de absorción al existir una penetración en el interior de la matriz). Para un determinado punto de diseño y asumiendo unas limitaciones de flujo solar, el área de interceptación es generalmente proporcional a la potencia térmica pico de salida en el receptor, y está muy influenciada por el tipo de receptor (cavidad o exterior).

Para dimensionar el receptor es por lo tanto necesario fijar los límites de flujo, que dependerán no sólo del tipo de fluido si no también del material de los tubos o de la matriz volumétrica en el caso de aire. En la figura 7 tenemos una representación aproximada de las áreas de absorbedor necesarias para sodio y sales. La superficie de absorbedor varía entre los 200 y los 1500 m². En una planta de sales de 100 MWe necesitaríamos unos 850 m² de absorbedor para un receptor cilíndrico exterior. El valor es algo superior para los receptores de aire (1100 m²).

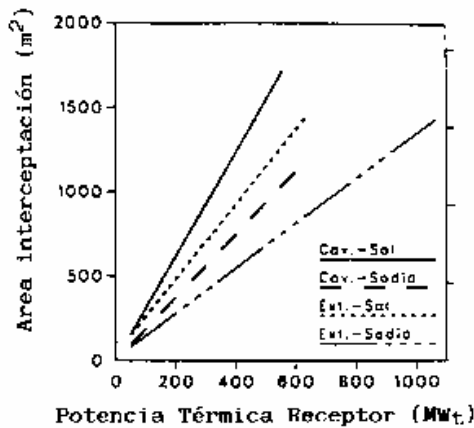


Figura 7.-Area de interceptación del receptor como una función de la potencia térmica para distintos tipos de receptores y fluidos.

Dimensionado del almacenamiento

El tamaño del almacenamiento está relacionado con el múltiplo solar y es uno de los parámetros a definir que poseen una mayor relevancia. Un almacenamiento capaz de dar autonomía a la planta para asegurar su funcionamiento 24 horas no sería práctico en términos económicos. Es por tanto necesario, por razones de coste, ajustar el almacenamiento, de tal modo que el factor de capacidad de la planta se sitúe en el de plantas convencionales de carga intermedia (30-50 %). Además de por el factor de



capacidad, también el almacenamiento está afectado por la potencia de la turbina, la eficiencia del ciclo y la estrategia de despacho de la planta.

En la figura 8 se representa la relación típica entre el factor de capacidad y las horas y capacidad térmica de almacenamiento. Estos valores oscilan habitualmente entre 3 y 8 horas de funcionamiento de la turbina a pleno rendimiento a partir de la energía extraída del sistema de almacenamiento. La capacidad térmica almacenada depende del tamaño de la planta, y por supuesto estaría afectada por la estrategia de despacho a la red.

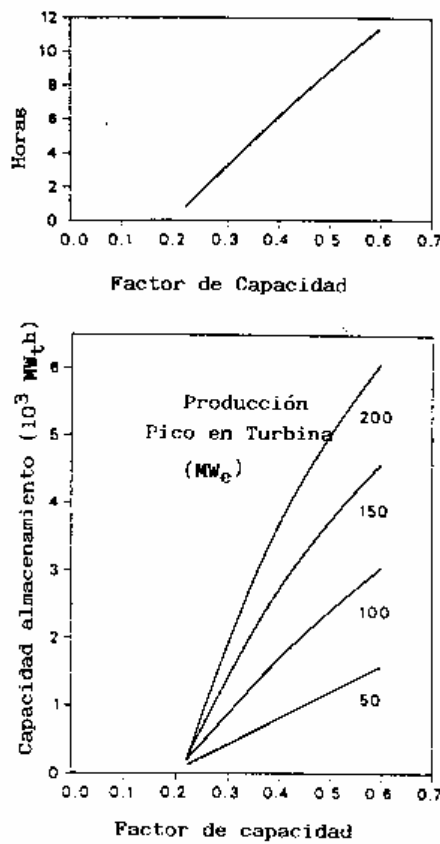


Figura 8.- Tamaño de almacenamiento térmico en función del factor de capacidad de la planta (El número de horas es estimado para la producción pico de la turbina).



2.3 Caracterización de una central solar térmica

La caracterización de una central solar térmica de producción eléctrica se sustenta fundamentalmente en la obtención de expresiones de su eficiencia de conversión termoeléctrica. Este es un concepto simple en el caso estacionario, pero resulta complejo en situación de transitorios, donde la existencia de almacenamiento térmico, inercias térmicas, parámetros de operación, etc..., influyen en la relación input/output. Así, los balances de energía han de tener en cuenta el almacenamiento, ya que habrá entrada de radiación sin producción de electricidad y viceversa, producción eléctrica a partir del almacenamiento sin existir radiación.

Los tiempos a los que se refiere la producción son por tanto importantes. Cuatro bases de cálculo de la relación input/output son habituales:

- 1) Eficiencia en potencia bruta o neta: Relación entre la potencia eléctrica producida, dividida por el área activa de helióstatos (kWe/m^2), en un instante determinado, y la radiación directa (kWt/m^2) incidente sobre la superficie del helióstato en el mismo instante de tiempo.
- 2) Eficiencia de operación solar: Es la relación de energía eléctrica producida por m^2 de helióstato (kWhe/m^2) durante un período de operación y la radiación directa extendida al mismo período de operación solar (kWht/m^2).
- 3) Eficiencia diaria: Energía eléctrica producida por m^2 de helióstato, dividida por la radiación directa incidente sobre el mismo desde la salida a la puesta de sol.
- 4) Eficiencia anual: Relación entre la energía eléctrica generada en un año ($\text{kWhe}/\text{m}^2\text{a}$) y la radiación directa en el mismo período ($\text{kWht}/\text{m}^2\text{a}$).

Sin lugar a dudas el valor más utilizado, dado el carácter estacional de la radiación solar, es la eficiencia anual, y es el que sirve de base para obtener las figuras de costes, cálculo económicos y en definitiva diseño de la planta. No obstante, como valor de evaluación técnica de la planta, sobre todo en proyectos de investigación, es muy utilizada la eficiencia diaria, ya que la evaluación experimental de una planta en base anual puede sufrir grandes penalizaciones por problemas de mantenimiento y paradas técnicas.

Dos de las representaciones que más ayudan a visualizar el comportamiento de una planta son:

. Los diagramas de energía perdida, bien como diagrama de Sankey (árbol de pérdidas) o como diagrama en cascada. Estos diagramas nos dan información de como se va perdiendo energía en cada una de los sub-sistemas. En la figura 9 se representa como ejemplo un diagrama de energía perdida para la central SSPS-CRS de la Plataforma Solar de Almería en base diaria.

. Las curvas de operación diaria. En ellas se representa la evolución de la radiación directa, la temperatura de salida del fluido en el receptor, la entrada de la turbina y otros parámetros de operación que puedan ser de interés. Como ejemplo podemos ver un día de operación rutinaria en la central SSPS-CRS (Fig. 10).

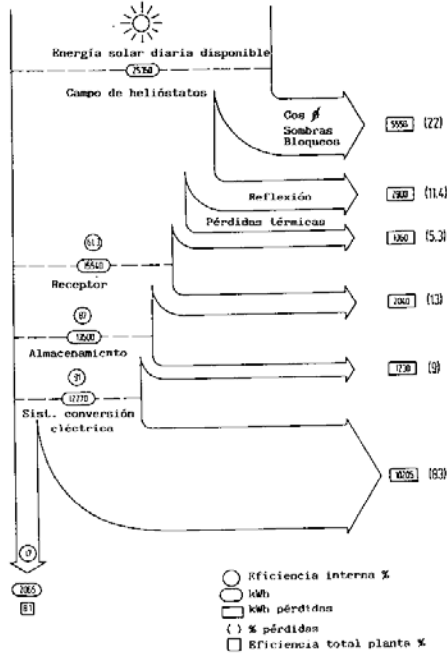


Figura 9.- Arbol de pérdidas energéticas de la planta SSPS-CRS de Almería par aun determinado día de operación, con un rendimiento neto del 8,1 % (22 Feb. 1984)

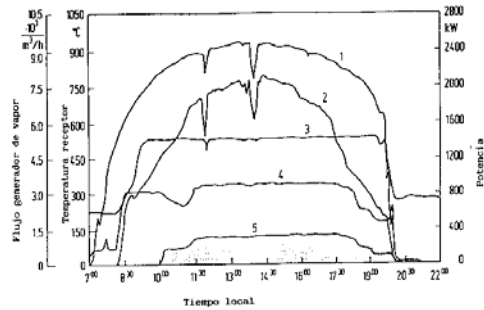


Figura 10.- Ejemplo de curva diaria de producción durante más de 8 horas haciendo uso del sistema de almacenamiento en la planta SSPS-CRS. (1. Insolación; 2. Potencia receptor; 3. Temperatura receptor; 4. Flujo generador de vapor; 5. Potencia eléctrica).

3. ESPECIFICACIONES DE DISEÑO.

3.1 Definición de la planta

La planta objeto del presente ejemplo posee una configuración tipo Phoebus de aire con receptor volumétrico. Este tipo de planta presenta una gran potencial de mejora en futuros desarrollos permitiendo acometer de forma escalonada la integración del campo solar mediante el uso de receptores avanzados en turbinas de gas. Para la fijación de especificaciones y definición de partida se ha contado con la información previa generada en el proyecto Phoebus, proyecto TSA y en el estudio comparativo



realizado dentro del programa SolarPACES de la AIE [Becker and Klimas (1993), Grasse (1991); Haeger (1994)].

La tabla III recoge los parámetros de definición de la tomados como ejemplo.

Tabla III: Parámetros de definición de la planta

Definición de la planta	
Emplazamiento	Coordenadas (37.2°). Altitud (Nivel del mar)
Radiación típica anual	2057 kWh/m ² .año (DNI)
Punto de diseño	Día 172.25 (21 Junio), Hora 0 h (Mediodía solar)
Potencia(s) de diseño	25 MWe neto
Irradiancia en diseño DNI	900 W/m ²
Fluido refrigerante	Aire
Múltiplo solar	1.3 (Rango analizado 1.1 a 1.4)
Temperatura de salida receptor	750 °C
Temperatura de entrada receptor	84 °C
Configuración del campo	Norte y Circular
Configuración del receptor	Volumétrico
Flujo pico en receptor	850 kW/m ²

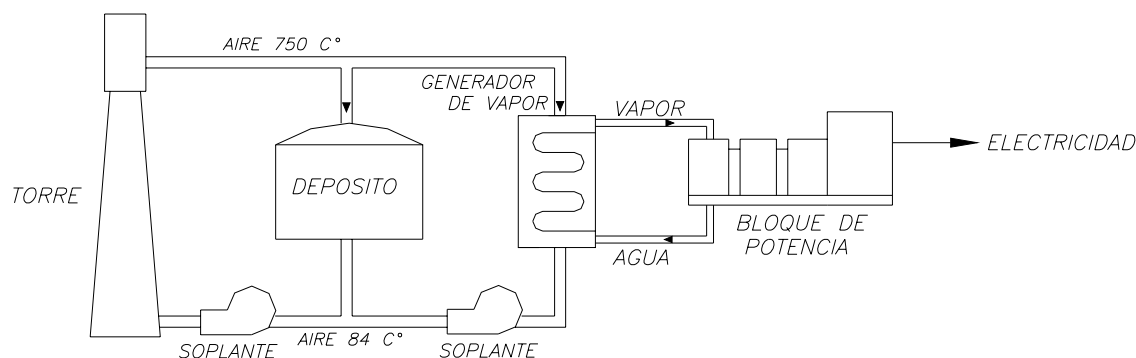


Figura 11.- Configuración tipo Phoebus seleccionada para estudio.

La planta a optimizar usa aire a presión atmosférica como transportador del calor y consiste en un receptor volumétrico situado en la parte superior de una torre. La radiación solar es concentrada por un campo de helióstatos controlados por ordenador y calienta la matriz volumétrica en el frontal del receptor. El receptor está formado por una matriz metálica a base de varias capas de mallas. La denominación “volumétrico” viene dada por el hecho de que la radiación penetra a través de la malla metálica y es absorbida en un volumen tridimensional. El calentamiento del aire se produce por convección al enfriar la matriz. Dado que el flujo solar sobre el absorbedor no va a ser homogéneo, el flujo correcto de aire se consigue mediante el uso de una placa de orificios instalada detrás de la matriz volumétrica. La caída de presión que se produce sirve también para estabilizar las inestabilidades en el flujo de aire que vienen motivadas por el viento. El resto de los equipos que conforman la planta se encuentran situados a nivel de tierra y se conectan al receptor por medio de tuberías de aire, tal y como se recoge en la figura 11.

La corriente de aire a presión atmosférica circula en un lazo abierto a la atmósfera en la boca del receptor. Dentro del receptor, el aire es calentado a una temperatura de 750 °C. Un conjunto formado por dos soplantes sirve para extraer el aire del receptor y hacerlo pasar a través del generador de vapor y/o el sistema de almacenamiento. Una de las soplantes sirve para controlar el flujo de aire en el generador de vapor y la otra en el receptor. Mediante la regulación de la velocidad, se puede conseguir cualquier relación de flujo entre el receptor, generador de vapor y el almacenamiento. Asimismo, el paso de modo carga a descarga del almacenamiento se hace mediante el control de la temperatura de salida del aire en el receptor, ajustando para ello el caudal con la soplante del receptor.

El aire con calor residual es recirculado por la soplante del receptor. En la boca del receptor se puede colocar de forma opcional una cortina de aire para reducir las pérdidas a la atmósfera y así mejorar el rendimiento global del sistema. El aire caliente es enviado predominantemente al generador de vapor, y de ahí se nutre un ciclo doble agua/vapor convencional. Cuando la turbina no está en operación, o bien



cuando la salida del receptor excede la capacidad del generador de vapor, la energía de la corriente de aire es transferida al sistema de almacenamiento que es de tipo termoclina. El material del almacenamiento son ladrillos cerámicos de alúmina. Cuando la salida del receptor cae por debajo de los requisitos nominales del generador de vapor, el sistema de almacenamiento entra a apoyar, siendo reguladas la carga y descarga mediante la velocidad de las soplantes.

Las plantas basadas en aire como fluido térmico son especialmente atractivas para países no desarrollados dada su simplicidad y la facilidad en operación y mantenimiento.

3.2 ESCENARIO ECONÓMICO

Tiempo depreciación de la planta	15 años
Vida económica de la planta	15 años
Tasa anual de descuento	7.2 %
Tasa anual de seguros	1.0 %
Impuestos anuales sobre ingresos	No se han contemplado, siguiendo la pauta de estudios similares como Phoebus o Pilkington.
Tasa de inflación anual	3 %
Coste de operación y mantenimiento	901.52 k€/año

Análisis de sensibilidad

Vida económica de la planta	15, 20, 25 y 30 años
Tasa anual de descuento	5, 7.2 y 9 %
Impuestos sobre ingresos	0 y 35 %
Tasa de inflación anual	0 y 2 %
Costes de O+M	-35 % y +20 %

3.2.1 Coste de producción de energía

El coste de producción de energía vendrá dado por la expresión del LEC (Levelized Electricity Cost), según la fórmula definida por el método de la AIE. El uso del LEC resulta muy útil para poder comparar distintos diseños de plantas, como es este caso donde ha de realizarse un estudio de optimización.

$$LEC = \frac{(CC * FCR) + O \& M + FUEL}{A kWh}$$



donde

CC = Coste del capital (Inversión total en el momento del arranque).

FCR = Anualidad. (Fixed charge rate)

O&M = Gastos anuales de operación y mantenimiento, incluyendo impuestos y seguros.

Fuel = Coste escalado del combustible. (Este término no aplica en nuestro caso).

AkWh = Producción térmica anual a la salida del receptor en kWh

El coste nivelizado de la energía lleva ya incluidos los gastos de amortización de capital y los gastos de mantenimiento.

3.2.2 Anualidad

Fixed Charge Rate: Se basa en datos suministrados por el usuario sobre parámetros económicos.

$$FCR = PTI + \frac{(1.0 - ITC) - (ITR \times DEP)}{(1.0 - ITR) f_{DIS}}$$

donde

PTI = Impuestos anuales sobre la propiedad y seguros (1 %)

ITC = Crédito a los impuestos sobre la inversión (0%)

ITR = Impuestos sobre los ingresos (0 %)

DEP = Factor de depreciación, ver a continuación

f_{DIS} = Factor de descuento, se discute a continuación

El factor de descuento es:

$$f_{DIS} = \sum_{y=1}^{Y_{op}} \frac{1.0}{(1.0 + r_{DIS})^y}$$



Y_{op} = vida económica de la planta = 15 años

r_{DIS} = Tasa de descuento anual = 7.2 %

para el supuesto fijado, $f_{DIS} = 8.99$

El factor de depreciación se ha obtenido mediante una expresión lineal:

$$DEP = \sum_{y=1}^{Y_{dep}} \frac{(1.0 / Y_{dep})}{(1.0 + r_{DIS})^y}$$

Y_{dep} = vida depreciación de la planta = 15 años

para este supuesto: **DEP = 0.6**

De acuerdo con los valores antes mencionados el valor de la anualidad para nuestro caso es de :

$$\mathbf{FCR = 12.12 \%}$$

3.2.3 Coste del capital

El coste del capital en el momento de arranque de la planta (CC), por defecto, se calculará suponiendo que la construcción de la planta comienza ahora. Al coste del capital resultante de sumar los distintos subsistemas (CCT) se le incrementan los intereses sobre el capital prestado durante el periodo de la construcción, I_{DC} .

$$CC = CCT \times (1 + I_{DC})$$

donde



I_{DC} Es el porcentaje de incremento de la inversión debido a un periodo de construcción de 2 años. De acuerdo con los tipos de interés fijados, y suponiendo un 40 % de la inversión en el primer año y un 60 % en el segundo año, tenemos un valor de $IDC = 10.08 \%$

El coste total del capital (CCT), se calcula como la suma de los costes de varios subsistemas ajustados por un factor sobre las incertidumbres y gastos varios:

$$CCT = (CHEL + CLAND + CTOW + CREC + CINST\&CONT + CSTOR + CEPGS + CFIXED) \times (1 + INDC)$$

donde

INDC = Costes indirectos, incluyendo contingencias especificados como una fracción de los costes directos:

- Costes gestión 10 %
- Contingencias 2.5 %
-
- 12.5 %

Costes de los subsistemas:

1) Helióstatos: $CH = 128.23 \text{ €/m}^2$ (Helióstatos tipo COLON de 70 m^2) Incluyendo cableado e instalación.

$$CHEL = CH * \text{área total de espejos}$$

2) Torre: Depende de la altura



$$CTOW = CT_1 * \left(\frac{HTOW}{H_1} \right)^\alpha$$

CTOW= Coste de la torre

CT1= Coste de una torre de referencia = 4.51*10⁶ €

HTOW= Altura de la torre

H1= Altura de la torre de referencia = 130 m.

α = Coeficiente exponencial = 1.5

El precio de la torre de referencia, así como la ecuación de dependencia con la altura son los utilizados en el proyecto Phoebus. Este precio de torre lleva incluidos costes de soplantes y conductos de aire. El coste está basado en torres de hormigón y sigue una evolución exponencial tal y como se refleja en la figura 12.

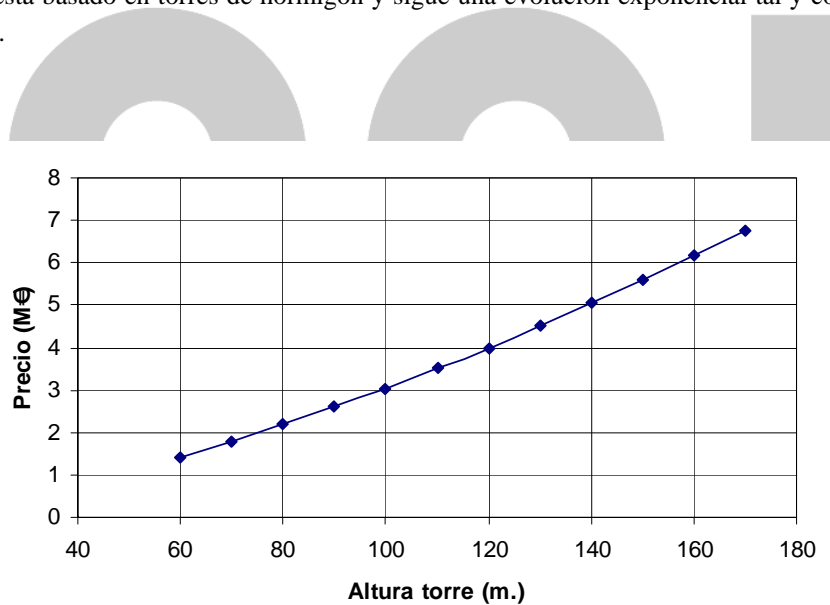


Figura 12.- Predicción del coste de la torre en función de su altura.



3) Coste de almacenamiento

El coste se basa en el precio de un sistema de almacenamiento tipo termoclina ofertado por DIDIER para el proyecto PHOEBUS, basado en ladrillos cerámicos. La ecuación utilizada es:

$$CSTOR = CSTOREF * VTK / VTKREF$$

Siendo

$$VTK = VTKREF * (ESTOR/ESTREF)$$

CSTOREF = Coste del tanque Phoebus de referencia: $9.62 \cdot 10^6$ €

VSTREF= Volumen del tanque Phoebus de referencia: 4021 m^3

ESTREF= Energía útil almacenada en un día por el tanque de referencia: $255.E6 \text{ W.h}$

ESTOR = Energía almacenada en un día por nuestro tanque

En el programa de optimización DELSOL, el sistema de almacenamiento es dimensionado inicialmente para el exceso de producción de energía en el día más largo del año (el 21 de Junio). Este tamaño es el calculado siempre y usado durante el proceso de optimización, aunque puede suceder que durante el análisis anual pormenorizado con SOLERGY se puedan presentar algunos días con exceso de energía.

4) Coste del receptor:

Se utiliza nuevamente una expresión de estimación de tipo exponencial en función de los valores de un receptor de referencia. Los precios de referencia se basan en datos de la empresa Steinmüller, que ha construido el prototipo TSA ensayado en la Plataforma Solar de Almería. El receptor es el componente fundamental de la planta y presenta probablemente la mayor incertidumbre de coste, al existir un único



fabricante comercial. Un desarrollo tecnológico nacional en este tipo de receptor sería perfectamente factible por lo que se estima que sustanciales rebajas en el precio de referencia serían posibles. Por este motivo, se realiza con posterioridad un análisis de sensibilidad a dicho precio.

$$CREC = CR1 * \left(\frac{AREC}{A1} \right)^\gamma$$

CREC = Coste del receptor

CR1 = Coste del receptor de referencia = $7.33 * 10^6$ €

AREC = Area del receptor

A1 = Area del receptor de referencia = 240 m²

γ = Coeficiente exponencial = 0.8.

5) Coste del terreno:

Debe basarse en el coste de un terreno improductivo. El terreno incluye no sólo el area ocupada por el campo de helióstatos, sino también la correspondiente a carreteras de acceso, núcleo central para la ubicación de torre, bloque de potencia, almacenamiento y edificios.

CLAND= CL x superficie total de la parcela

donde

CL= Coste del terreno por m²= 0.60 €/m²

6) Instrumentación y control central:

CINST&CONT= ICR*(PTH/PTHR)^{0.7}

PTH= Potencia térmica

PTHR= Potencia térmica de la planta de referencia = $21.439 * 10^6$ Watts

ICR = Coste de I&C de la planta de referencia = 234.40 k€



En los valores de referencia se utiliza la experiencia previa en el proyecto COLON, así como información del proyecto PHOEBUS.

7) Bloque de potencia

Se utiliza valor que incluye turbogruppo de vapor de ciclo doble, torres de refrigeración y caldera de recuperación de calor.

CEPGS = Coste bloque potencia: 13.82 M€

PEPGS = Potencia eléctrica neta: $25 \cdot 10^6$ W

η = Eficiencia de conversión térmica/eléctrica en el punto de diseño = 35. %

8) Costes de infraestructuras:

Se estiman como un valor fijo, e incluyen edificios, vallas, carreteras de acceso, etc...

$$CFIXED = 1.25 \cdot 10^6 \text{ €}$$

9) Operación y mantenimiento

O & M : Los costes nivelizados de O&M (como un porcentaje de la inversión total) vienen determinados por el valor inicial, $O\&M_1$, la inflación y las tasas de descuento (r_{inf} y r_{DIS}), respectivamente; y el tiempo de vida de la planta, Y_{Op} .

$$O \ \& \ M = O \ \& \ M_i \frac{\sum_{y=1}^{Y_{Op}} \left(\frac{1 + r_{inf}}{1 + r_{DIS}} \right)^y}{\sum_{y=1}^{Y_{Op}} \left(\frac{1}{1 + r_{DIS}} \right)^y}$$



donde

$r_{inf} = 3 \%$

$r_{DIS} = 7.2 \%$

$Y_{OP} = 15 \text{ años}$

El precio estimado para este apartado es de 901.52 k€/año. A este coste habrá que añadir el derivado del coste de la electricidad consumida en auxiliares durante periodos no operacionales.

3.3 PROCEDIMIENTO Y HERRAMIENTAS DE DISEÑO.

DELSOL3 es un código ágil que permite optimizar el campo de heliostatos de una forma rápida. Sin embargo el layout sigue una configuración predeterminada por lo que la distribución de heliostatos en el campo tiene una libertad restringida. Son ventajas adicionales de DELSOL3 el que permite optimizar las estrategias de apunte para controlar el flujo, conocer la distribución de flujo en el receptor, y que simula configuraciones de heliostatos más detalladas (incluyendo canteos y geometría de facetas).

ASPOC permite una mayor libertad a la hora de reducir el terreno y obligar a compactar el campo mediante la restricción del número de sectores a estudiar. Por el contrario obliga a realizar layouts finos del campo para conocer la ocupación real de la parcela, lo cual es más tedioso y artesanal. Además su simulación del heliostato es muy poco detallada.

SOLERGY es altamente recomendable para conocer el valor último de la producción anual, ya que tanto ASPOC como DELSOL utilizan años tipo muy reducidos con tan solo unos días al año y pocas horas al día. Con objeto de conocer mejor la producción anual de energía se usará SOLERGY, con un año tipo real.

De acuerdo con la metodología utilizada, los códigos DELSOL3 y SOLERGY son las herramientas clave durante la fase de optimización y diseño de la planta solar. El código ASPOC es usado en algunas fases como apoyo y confirmación en la generación del layout.

Kistler, B.L. (1987), "A User's Manual for DELSOL3: A Computer Code for Calculating the Optical Performance and Optimal Design for Solar Thermal Central Receiver Plants", Sandia National Laboratories Livermore, SAND86-8018.



Stoddard, M.C. et al. (1987), "SOLERGY: A Code for Calculating Annual Energy Output from Solar Central Receiver Power Plants", Sandia National Laboratories Livermore, SAND86-8060.

Ramos, F. and Muro M.A. (1984), "Optimization of a Central Receiver Solar Electric Power Plant Code. ASPOC Program", Programa Tecnológico GAST, doc: AS-GAST-200-018.

DELSOL

DELSOL es un código para optimización del diseño de campos solares y predicción de comportamiento que usa un método analítico de Hermite con expansión y convolución polinómica de los momentos para la predicción de las imágenes de los helióstatos. El comportamiento del campo es evaluado en base a zonas que se obtienen dividiendo el campo radial y acimutalmente o bien por helióstatos individuales. Se calculan los efectos en el tiempo de la insolación, factor coseno, sombras y bloqueos y las pérdidas de interceptación en el receptor. También se obtienen los efectos no dependientes del tiempo atribuibles a la atenuación atmosférica, reflectividad de los espejos, reflectividad del receptor, radiación y convección del receptor, y pérdidas en tuberías.

DELSOL se utiliza para estudios de sistemas. Ha sido usado para evaluar, a nivel conceptual, el LEC para una variedad de opciones técnicas y distintos rangos de tamaños, y también para analizar los efectos de los distintos parámetros de diseño de los helióstatos sobre el coste y comportamiento del sistema. Se puede usar para analizar un gran variedad de sistemas incluyendo:

1. Información básica que trate sobre el día y tipo de cálculo, emplazamiento, insolación, datos meteorológicos, forma del sol, atenuación y parámetros del punto de diseño.
2. Información sobre el campo en configuración, contorno, densidad de la distribución de helióstatos, limitaciones de terreno, criterios sobre la inclinación, ubicación de los helióstatos a nivel individual, y rotación del campo.
3. Información sobre dimensiones del helióstato, forma, facetas, reflectividad, errores en los ángulos del helióstato, normal a la superficie, y del vector reflejado, canteo, focal, y calidad de imagen.
4. Información relativa al receptor como el tipo, tamaño, reflectividad, altura de la torre, sombra de la torre, estrategia de apunte, puntos de enfoque, número y ubicación de las cavidades, tamaño de apertura, y su forma y orientación.
5. Información relativa al flujo para el momento de la evaluación, forma y ubicación de la superficie sobre la que se definen los puntos de flujo a estudiar, puntos de flujo, límites de flujo, y aperturas que pueden ver los puntos de flujo.



6. Valores de referencia de la eficiencia para potencia, radiación y convección, pérdidas en tuberías frías y calientes, conversión térmica/eléctrica, operación fuera de las condiciones de diseño, cargas auxiliares, almacenamiento, y factor de disponibilidad de la planta.
7. Entradas necesarias para la optimización sobre densidad de helióstatos, altura de la torre, anchura y altura del receptor y de su apertura, tamaños de apertura relativos entre si, nivel de potencia, ubicación de la torre, limitaciones de terreno, múltiplo solar, salida, y almacenamiento.
8. Datos de costes de helióstatos, terreno, cableado, torre, receptor, bombas, tuberías, almacenamiento, cambiadores de calor, unidad de potencia y costes fijos.
9. Análisis económico relativo a contingencias, recambios, gastos indirectos, escalación, inflación, comienzo de la construcción, carga de interés fijo, tasa de descuento, impuestos de propiedad y seguros, impuestos por créditos a la inversión, impuestos por beneficios, intereses de préstamos financieros, depreciación, y cargas de operación y mantenimiento.

SOLERGY

SOLERGY es un código que estima la producción anual en plantas termosolares. SOLERGY es un modelo quasi-estacionario que utiliza unidades de tiempo constantes a definir por el usuario. SOLERGY modeliza plantas de producción de electricidad en las que el sistema captador y el de producción están conectados mediante un sistema de almacenamiento. Toda la energía captada por el sistema campo de helióstatos/receptor es enviada al sistema de almacenamiento. La energía requerida por la unidad de potencia es extraída del tanque de almacenamiento. Para otros modos de operación hay que introducir modificaciones en el código.

Factores como las pérdidas de energía y los retrasos en el arranque, los efectos de las condiciones ambientales y meteorológicas en la operación de la planta y en su eficiencia, efectos de la carga y descarga desde el almacenamiento, límites de potencia máximos y mínimos en los subsistemas, y los requisitos de consumos auxiliares, todos ellos son tenidos en cuenta en la determinación de la producción eléctrica anual. Los parámetros por defecto iniciales se pueden modificar fácilmente a través de las tarjetas de entrada en forma de listas de variables. Para el cálculo de la energía anual, SOLERGY usa un modelo de la primera ley de la termodinámica (conservación de la energía). La energía que incide sobre la superficie de los helióstatos es seguida a lo largo de la planta y va viéndose reducida por pérdidas según va recorriendo los distintos subsistemas. Los valores reales de temperaturas y flujos no se calculan en cada uno de los subsistemas.

La entrada de datos a SOLERGY se produce a través de listas de variables que incluyen descripciones sobre:



1. Eficiencia del campo de colectores como una función de los ángulos de acimut y elevación obtenidos a partir de DELSOL.
2. Parámetros del campo colector como tamaño del campo y reflectividad y los límites de operación (temperatura ambiente, velocidad del viento y ángulo de elevación del sol).
3. Parámetros del receptor como los límites máximo y mínimo de operación, absorptividad, pérdidas térmicas (radiación, convección y conducción) frente a la velocidad del viento si se desea, y requisitos de arranque. Las pérdidas de los conductos y tuberías se estiman en función de la temperatura.
4. Parámetros de turbina como características de arranque y eficiencia de conversión térmica a eléctrica (frente a temperatura ambiente de bulbo húmedo y potencia de entrada de la turbina).
5. Subsistema de almacenamiento térmico (tanque(s), y cambiadores de calor para carga y descarga, parámetros tales como la capacidad máxima y mínima de tanque, velocidades de carga y extracción, factores de pérdidas, y requisitos de arranque.
6. Ubicación de la planta, incluyendo latitud, y zona de horario internacional.

Además de las listas de variables de entrada, SOLERGY necesita un fichero con los datos meteorológicos, características de vientos, y temperatura y presión ambiente para el emplazamiento.

ASPOC

ASPOC (A Solar Plant Optimization Code) fue desarrollado dentro del marco de trabajo del proyecto hispano-aleman GAST. Su principal objetivo es realizar optimizaciones económicas rápidas para seleccionar todos los parámetros de una planta solar. Las aplicaciones típicas son análisis paramétricos de las características de los helióstatos, layout del campo, torre, receptores, ciclos termodinámicos, etc.. El procedimiento consiste en buscar la combinación de parámetros que maximiza la energía anual producida por unidad de superficie reflectante o minimizar el LEC para plantas solares con cavidad o receptores cilíndricos, y con almacenamiento térmico o apoyo fósil. El método se basa en iteraciones paso a paso que optimizan el valor de la función. Se usa una búsqueda selectiva en los alrededores de una red n-dimensional de puntos hasta encontrar la dirección en que existe un incremento a partir de un valor original. El procedimiento se repite tantos ciclos como sea necesario hasta que la mejora sea suficientemente pequeña. El código está estructurado en módulos para facilitar el mantenimiento del software y la actualización de los datos de costes y de las subrutinas de eficiencias.

En base a todos estos comentarios se propone la siguiente metodología de trabajo que se recoge en las figuras 13, 14 y 15.

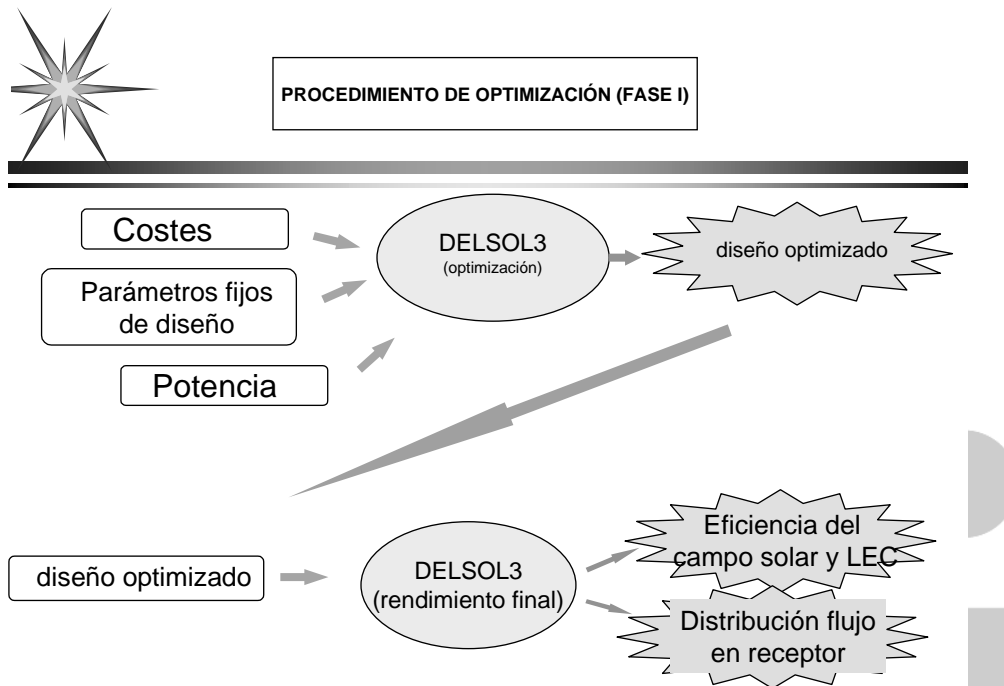


Figura 13.- Optimización preliminar del campo mediante el uso de sectores, con DELSOL3.

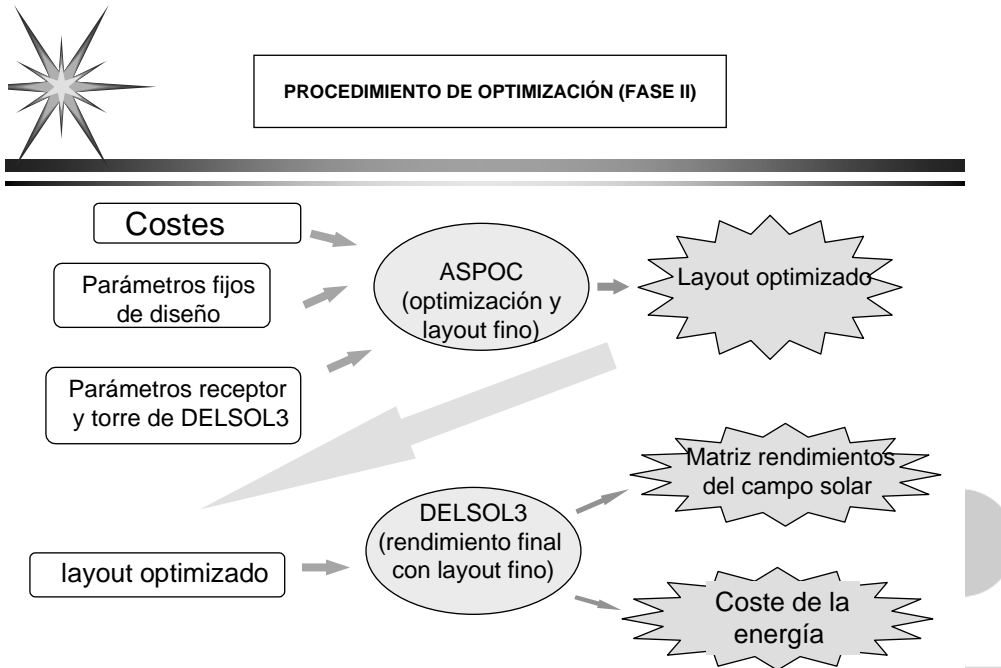
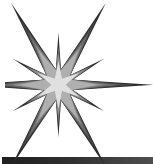


Figura 14.- Optimización detallada (helióstato a helióstato), mediante el uso combinado de ASPOC y DELSOL.



PROCEDIMIENTO DE OPTIMIZACIÓN (FASE III)

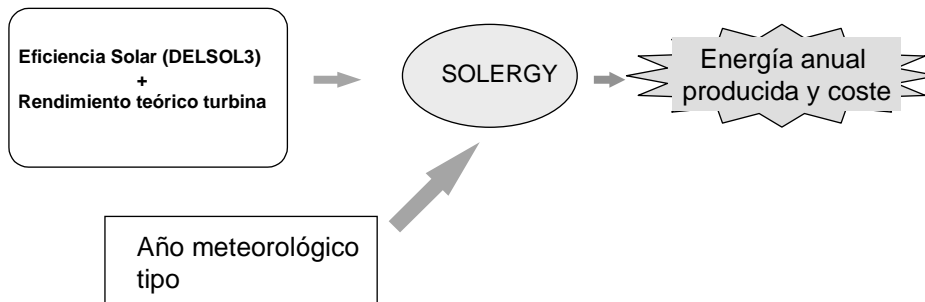


Figura 15.- Análisis de la producción eléctrica anual en un año tipo con SOLERGY.

A partir de los parámetros fijos de diseño definidos conjuntamente por el diseñador y el promotor y las relaciones de costes de los subsistemas, se efectuará un primer diseño con DELSOL3. Este procedimiento será también el utilizado para el estudio de sensibilidad.

Una vez obtenida la planta óptima, se realizará una optimización detallada del campo de helióstatos para la altura de torre y geometría de receptor seleccionados. Posteriormente se proporcionará la matriz de eficiencia del campo de helióstatos frente a los ángulos de declinación y acimut del sol, así como información sobre las estrategias de apunte y la distribución de flujo en el receptor. Para ello se correrá DELSOL3 en todos los casos en opción “performance”. Estos ficheros serán usados como entrada a SOLERGY.

SOLERGY dispondrá de un año tipo de mayor fiabilidad (DELSOL3 utiliza un año teórico), lo que permitirá conocer con más exactitud la energía anual producida. Este dato será utilizado para seleccionar la planta más rentable por retornar más Euros/año al incorporar los criterios de precio premiado y subvención de la inversión a la energía total producida.



3.4 PARÁMETROS DE RENDIMIENTO ENERGÉTICO DE LOS SUBSISTEMAS

3.4.1 Datos radiación y del emplazamiento

a) Coordenadas

Se trata de una información básica sobre la latitud del emplazamiento y altitud sobre el nivel del mar.

Coordenadas (37.2°). Altitud (Nivel del mar)

Radiación normal directa anual: 2057 kWh/m².año

Rad. normal directa pto. diseño: 900 W/m².

b) Datos de radiación solar

La irradiancia directa usada ha sido un año de diseño típico para Huelva consistente en datos de radiación cada 15 minutos. Dicho año tipo ha sido utilizado con SOLERGY para la predicción de producción anual. Durante la optimización con DELSOL se ha utilizado un año teórico, que genera el propio código, habiéndose utilizado la correlación de MOON como la que mejor se aproximaba a los datos del año tipo real.

La insolación extraterrestre, S_0 , incluyendo el efecto de excentricidad de la órbita terrestre, viene dada por la expresión:

$$S_0 \text{ (kW/m}^2\text{)} = 1.353 + 0.045 \cos(2\pi * (\text{día} + 10)/365)$$

La posición del sol es simétrica con respecto a los solsticios de verano e invierno. El código ignora los pequeños cambios de declinación ocurridos cada día y asume que la posición del sol es también simétrica con respecto al mediodía. De este modo, utilizando algunos días tipo al año y determinadas horas al día hace una extrapolación al conjunto del año. Para la estimación de la radiación en la superficie terrestre se utilizan modelos de cielo claro. La radiación solar al atravesar la atmósfera se ve reducida por transmisión.. Las pérdidas vienen motivadas por factores como el tiempo, la masa de aire atravesada, y la altitud, que determinan la cantidad de fotones absorbidos y dispersados. El resultado es que parte de la radiación incidente es convertida en radiación difusa que no puede ser aprovechada por



los heliostatos. Por este motivo, la radiación anual predicha por el modelo de cielo claro ha de ser luego corregida mediante factores de nubosidad.

El modelo de Moon utilizado, se rige por la expresión:

$$S = S_0 \{ 0.183 \exp(-m \cdot DPRES/0.48) + 0.715 \exp(-m \cdot DPRES/4.15) + 0.102 \}$$

donde

DPRES = presión atmosf. / presión nivel del mar

que en nuestro caso será 1. Y por otro lado la corrección de la masa de aire, m, depende del ángulo cenital, θ_s , según las expresiones siguientes:

$$m = \frac{1}{\cos \theta_s} \quad (\theta_s < 60^\circ)$$

$$m = \frac{1}{\cos \theta_s} - 41.972213(90 - \theta_s)^\beta \quad (\theta_s > 60^\circ)$$

$$\beta = -2.0936381 - 0.04117341(90 - \theta_s) + 0.000849854(90 - \theta_s)^2$$

Los valores obtenidos son multiplicados por los siguientes factores de nubosidad, para los siguientes días de diseño:

Días: 354, 35, 81, 126, 172

dweath=0.76, 0.735, 0.740, 0.725, 0.75

El promedio anual de nubosidad sobre un año claro es de 0.73.

Para la forma del sol se ha utilizado la expresión:

$$S(r) = S_0(1 - 0.5138(r/R)^4) \quad (r \leq R)$$

$$S(r) = 0 \quad (r > R)$$



Siendo:

r = ángulo subtendido entre el centro del sol y un punto hacia el borde ($<R$), en radianes.

R = máximo ángulo subtendido ($4.65 \cdot 10^{-3}$ rad)

3.4.2 Pérdidas en heliostato y campo de heliostatos.

a) Reflectividad

Se adopta el uso de espejos de plata de bajo contenido en hierro. La experiencia existente en la PSA con espejos de FLAGSOL y de CRISTALERÍA ESPAÑOLA, confirman la existencia de espejos para esta aplicación con reflectividades en el entorno del 94 %. Este valor se vería reducido a un promedio anual del 90 %, de acuerdo con los resultados de operación y mantenimiento recogidos en la PSA, así como por la experiencia de las plantas LUZ, donde se han sugerido factores de limpieza anual del 95 %, que multiplicarían el valor fresco de partida. El valor del 90 % ha sido asumido como valor promedio de reflectividad y el usado para el diseño.

A este parámetro de la reflectividad, se unen otros parámetros como la calidad de imagen del heliostato y de seguimiento del mecanismo, y parámetros relacionados con el campo de heliostatos, tales como factor coseno, sombras, bloqueos, interceptación, etc. Estos factores por estar relacionados con el diseño, serán tratados más adelante, en el apartado 4.

b) Atenuación atmosférica

Las pérdidas producidas por atenuación atmosférica no son ni mucho menos desdeñables y pueden suponer un 5 % de total. Se pueden expresar como un polinomio:

$$\text{Fracción pérdidas} = \text{ATM1} + \text{ATM2} \times R + \text{ATM3} \times R^2 + \text{ATM4} \times R^3$$

donde R es la distancia del heliostato al blanco en Km.

Los valores usados habitualmente para Almería, son:

$$\text{ATM1} = 0.679$$

$$\text{ATM2} = 11.76$$



$$\text{ATM3} = -1.97$$

$$\text{ATM4} = 0.$$

3.4.3 Pérdidas en el receptor

a) Absorbancia

La absorbancia del receptor (0.904), utilizada en los códigos de diseño, viene dada por el producto de la absorbancia efectiva del receptor (0.93), multiplicada por una eficiencia de mezcla (0.97). Este procedimiento ha tenido que ser usado porque ninguno de los códigos usados (DELSOL, SOLERGY y ASPOC) tienen la opción de incluir un sistema de recirculación de aire abierto a la atmósfera (pérdidas por mezcla de aire), y que es característico únicamente de este tipo de receptores volumétricos de aire.

La absorbancia efectiva del receptor tiene en cuenta tanto la absorbancia de la superficie metálica oxidada de forma natural y la absorbancia debida al efecto volumétrico (“trampa luminosa”) que hace que se reduzcan las pérdidas por reflectividad. El valor asumido de 0.93 se puede considerar como conservador, ya que este parámetro se estima que puede alcanzar en los primeros diseños comerciales valores de 0.96, tal y como han demostrado las medidas realizadas sobre matrices de volumétricos oxidadas en la PSA.

La eficiencia de mezcla (0.97) se toma como valor más probable para las condiciones de operación en punto de diseño. La experiencia con el proyecto TSA ha demostrado que es posible obtener recirculaciones del orden del 70 %, mediante el uso de cortinas de aire.

La eficiencia de mezcla de aire viene obtenida por la expresión:

$$\eta_{mix} = \frac{T_{Re\ c.out} - T_{Re\ c.in}}{T_{Re\ c.out} - T_{mix}}$$

en nuestro caso $T_{in} = 84\ ^\circ\text{C}$ y $T_{out} = 750\ ^\circ\text{C}$

siendo la temperatura de mezcla:

$$T_{mix} = x * T_{Re\ c.in} + (1 - x) * T_{amb}$$

$x =$ relación de recirculación = 0.7

$T_{amb} =$ temperatura ambiente = $20\ ^\circ\text{C}$



Para el cálculo de la energía necesaria durante el arranque, se ha supuesto un tiempo de 15 minutos para el código SOLERGY. Este periodo tan corto es típico en receptores, como es este caso, con pequeñas cantidades de material absorbedor.

La fracción de flujo de aire mínima de operación del receptor, viene determinada por la capacidad de regulación de las soplantes. Los ventiladores poseen control por velocidad variable y están diseñados para gestionar fracciones muy bajas de flujo. En nuestro caso se han asumido valores del 10 % como mínimos.

b) Pérdidas térmicas

Se ha supuesto, basándonos en estudios y experiencias anteriores, un valor de 23 kW/m². Estas pérdidas son fundamentalmente radiativas, ya que por el modo de trabajo del receptor (el aire es succionado), las pérdidas convectivas son mínimas. Las pérdidas por radiación se basan en una emisividad de 0.7 y un efecto volumétrico de 0.5.

	<u>Rango</u>	<u>Valor central</u>
Emisividad	0.6-0.85	0.7
Efecto volumétrico	0.3-0.7	0.5
T superficial (°C)	700-800	760
Pérdidas radiación (kW/m ²)	13-32	23

Para la simulación del funcionamiento el receptor se ha supuesto que la situación de pérdidas en estado frío no es relevante, es decir se supone que el receptor no tiene pérdidas térmicas cuando no hay flujo fotónico sobre el mismo. Si este hecho se produce, el receptor se enfría hasta temperatura ambiente, y deja de circular aire a través de él. Durante pequeños periodos de nubes, el campo de helióstatos seguiría enfocando al absorbedor. Los operadores pueden mantener el receptor embotellado en frío antes de abatir el campo de helióstatos. El receptor de aire no necesita cuidados especiales en estos casos. Si el flujo de energía se restablece, el control de los ventiladores y los dampers recupera de nuevo el flujo de aire por el receptor.

c) Conductos de aire.

Este parámetro de pérdidas, es fruto de un exhaustivo estudio realizado durante el proyecto Phoebus. Las pérdidas en tuberías, se expresan como un porcentaje de la energía suministrada por el receptor al aire (0.16 %).



3.4.4 Almacenamiento

La máxima potencia de carga del sistema de ladrillos (diseño de DIDIER Werke) equivale a la energía producida por el receptor en el punto de diseño, y sería la potencia máxima ofrecida por el receptor al sistema de almacenamiento.

La máxima potencia de descarga se ha tomado como la demanda por el generador de vapor (aproximadamente es la potencia térmica requerida por la turbina en condiciones nominales).

El valor máximo de la energía almacenada tiene en cuenta la estrategia de despacho a red. Se supone que la operación diaria conlleva cargas y descargas con el fin de que se consiga producir electricidad durante un cierto tiempo después de la puesta de sol. El dimensionado del almacenamiento ha de tener en cuenta que durante el año no se produzcan episodios de exceso de energía, ya que esto motivaría una desfocalización de parte del campo de helióstatos. En nuestro caso se ha supuesto que el 50 % de la energía almacenada no es útil, de acuerdo a la siguiente distribución:

	<u>Norte</u>	<u>Circular</u>
Energía útil (MWt)	108	117
Horas turbina a plena carga	1.44	1.56
Potencia térmica suministrada a turbina (MWt)	75.1	75.2
Valor mínimo de la energía almacenada (MWh) (50% de la energía útil)	54	58.5
Valor máximo de la energía almacenada (MWh)(Valor mínimo más la energía útil)	162	175.5
Energía total almacenada (MWh) (Valor máximo más la energía no útil en la parte caliente)	216	234

- Energía no útil en la parte caliente (25 %)
- Energía útil (50%)
- Energía no útil en la parte fría (25%)

La energía útil es la diferencia entre los valores máximo y mínimo de la energía almacenada, y se obtiene por optimizaciones iterativas con SOLERGY. Los valores de la energía almacenada y las horas equivalentes de turbina a plena carga varían ligeramente entre una opción de campo circular y una de campo norte, aunque son muy parecidas. En el caso del campo circular se almacena una mayor cantidad de energía en el punto de diseño.



Las pérdidas de calor en el almacenamiento se obtienen mediante un modelo de termoclina, que calcula las pérdidas en proporción a la energía realmente contenida en el almacenamiento. En termoclinas se suele utilizar la expresión:

$$TNKLF = \frac{\Delta t}{f} * \frac{EMAX}{EMAX - EMIN}$$

El tiempo de enfriamiento así obtenido para valores de Δt de 12 a 24 horas y valores de f entre 0.02 y 0.04, es de 600 horas. Los estudios realizados dentro del proyecto Phoebus han demostrado que desde el punto de vista termodinámico, la temperatura del aire durante los periodos de descarga no cae, siempre y cuando no se sobrepase el umbral de la energía útil del tanque. Sólo cuando el valor de energía útil es sobrepasado, se producirá una caída de la temperatura por debajo del valor nominal. Por estos motivos, este fenómeno no es tenido en cuenta en los modelos.

3.4.5 Bloque de potencia

a) Rendimiento del ciclo

El rendimiento del ciclo en condiciones nominales es de un 35 %.

Los rendimientos a carga parcial son:

Carga (%)	Rendimiento (%)
100	35.0
95	34.7
85	34.2
75	33.5
60	32.4
50	31.5
40	30.4

b) Consumos auxiliares

Incluye todos los consumos tanto de la parte solar de la planta (helióstatos, receptor, almacenamiento), como del bloque de potencia. Se dividirán en operacionales y no operacionales.

- Consumo eléctrico para mover y abatir heliostatos: Se trata de un consumo muy pequeño. La potencia consumida en seguimiento es de $1.66 \cdot 10^{-7}$ MW/m². La potencia para abatir el campo en un intervalo de 15 minutos es de $5 \cdot 10^{-6}$ MW/m².

- Consumo del bloque de potencia en operación: Viene dado por la expresión $= 0.55 + 0.67 \cdot f$, siendo f la fracción de potencia de la turbina.

- Consumos auxiliares durante paradas, incluyendo noches, mal tiempo y paradas forzadas: 0.31 MW



4. CARACTERÍSTICAS Y RENDIMIENTO DE LA PLANTA ÓPTIMA

La razón de que se presenten los resultados y características de una planta con configuración de campo Norte y otra Circular es porque se considera que no existen razones excluyentes para una u otra. El campo Norte presenta, en principio, unos rendimientos más altos y una mejor expectativa de coste de producción del kWh (del orden de un céntimo menos), pero por el contrario precisa de una mayor altura de torre, mayor cantidad de terreno, distancias focales mayores, así como una mayor inversión. Dados los rangos de incertidumbre en el precio de componentes como la torre, el receptor o el almacenamiento, parece prudente mantener ambos diseños como resultado del presente estudio.

4.1 Características del diseño

En base a las especificaciones ya descritas y los presupuestos de costes de componentes y rendimientos de los subsistemas, se han caracterizado en el punto de diseño las dos plantas que se recogen en las Tablas IV.y V Dichas caracterizaciones han sido realizadas mediante el uso de ASPOC y DELSOL3.

El rendimiento del campo de heliostatos es del 68.8% (campo circular) y 68.2 % (campo norte), en el punto de diseño. Esta es la razón de que se precise un menor número de heliostatos en el campo circular para dar la potencia de diseño. Por el contrario el rendimiento anual es mas alto en un campo de heliostatos norte (64.2 %) que en uno circular (62.2 %). El rendimiento total anual de la planta norte es del 15.4 % y el 14.9 % en la circular, conceptuando los consumos auxiliares no operacionales como gastos de mantenimiento de la planta.

La planta circular precisa de una inversión total (incluyendo gastos financieros durante la construcción) de 69.82 M€, dando lugar a 56,86 GWhe/año, mientras que el campo norte para una inversión de 70.84 M€ produce más energía (59,43 GWhe/año). El precio de la electricidad se ve muy influenciado por el coste de los heliostatos y del receptor, por lo que mejoras en estos precios podrían dar lugar a un precio final más atractivo. Asimismo un alargamiento del periodo de amortización a 20 o 25 años, análogo al de otros estudios de plantas solares mejoraría esta figura de precio.

Las figuras 16 y 17 recogen los “layouts” de ambos campos, obtenidos a partir de ASPOC y DELSOL3.

Tabla IV: PLANTA ÓPTIMA CON CAMPO CIRCULAR Coste de los subsistemas (M€)		CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA SOLAR Campo circular y Receptor cilíndrico	
Helióstatos	25.57	Altura torre (m)	100
Terreno	0.50	Nº. heliostatos	2669
Torre	2.65	Dist. Focal (m.)	530.
Receptor	7.66	Diametro receptor (m.)	6.44
Inst.&Control	0.56	Altura receptor (m.)	12.53
Almacenamiento	4.36	Terreno (Km ²)	0.837
Bloque potencia	13.82		
Infraestructuras	1.25		
Costes directos de capital	56.38	Punto de diseño	
		Pot. Bruta sobre receptor	114.5
		Pot. Salida receptor	97.7
Coste total de la inversión (incluyendo contingencias y gastos indirectos)	63.43	Pot a almacenamiento	22.5
		Pot a turbina	75.2
		Pot. eléctrica bruta	26.3
Inversión total con gastos financieros durante la construcción	69.82	Consumos auxiliares	1.3
		Pot. Neta	25.
Coste anual de O+M	0.90+0.103 (coste electricidad consumos auxiliares no operacionales= 1709 MWh)	Producción anual	
		Insol. Anual	2057 kWh/m2
		Energía bruta sobre receptor	236460. MWh
		Energía termica salida	185369. MWh
		A turbinas	183855. MWh
		E. Eléctrica bruta	60276. MWh
		E. Eléctrica neta	56586. MWh
LEC (c€/kWh)	16.65		
Tabla V: PLANTA ÓPTIMA CON CAMPO NORTE Coste de los subsistemas (M€)		CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA SOLAR Receptor volumétrico inclinado 30°	
Helióstatos	25.90	Altura torre (m)	120
Terreno	0.63	Nº. heliostatos	2704
Torre	3.38	Dist. Focal (m.)	750.
Receptor	7.61	Anchura receptor (m.)	11.22
Inst.&Control	0.56	Altura receptor (m.)	22.44
Almacenamiento	4.04	Terreno (Km ²)	1.055
Bloque potencia	13.82		
Infraestructuras	1.25		
Costes directos de capital	57.20	Punto de diseño	
		Pot. Bruta sobre receptor	115.
		Pot. Salida receptor	97.7
Coste total de la inversión (incluyendo contingencias y gastos indirectos)	64.36	Pot a almacenamiento	22.5
		Pot a turbina	75.2
		Pot. eléctrica bruta	26.3
Inversión total con gastos financieros durante la construcción	70.84	Consumos auxiliares	1.3
		Pot. Neta	25.
Coste anual de O+M	0.9+0.101 (coste electricidad consumos auxiliares no operacionales= 1680 MWh)	Producción anual	
		Insol. Anual	2057 kWh/m2
		Energía bruta sobre receptor	247518. MWh
		Energía termica salida	193450. MWh
		A turbinas	191882. MWh
		E. Eléctrica bruta	62986. MWh
		E. Eléctrica neta	59432. MWh
LEC (c€/kWh)	16.11		

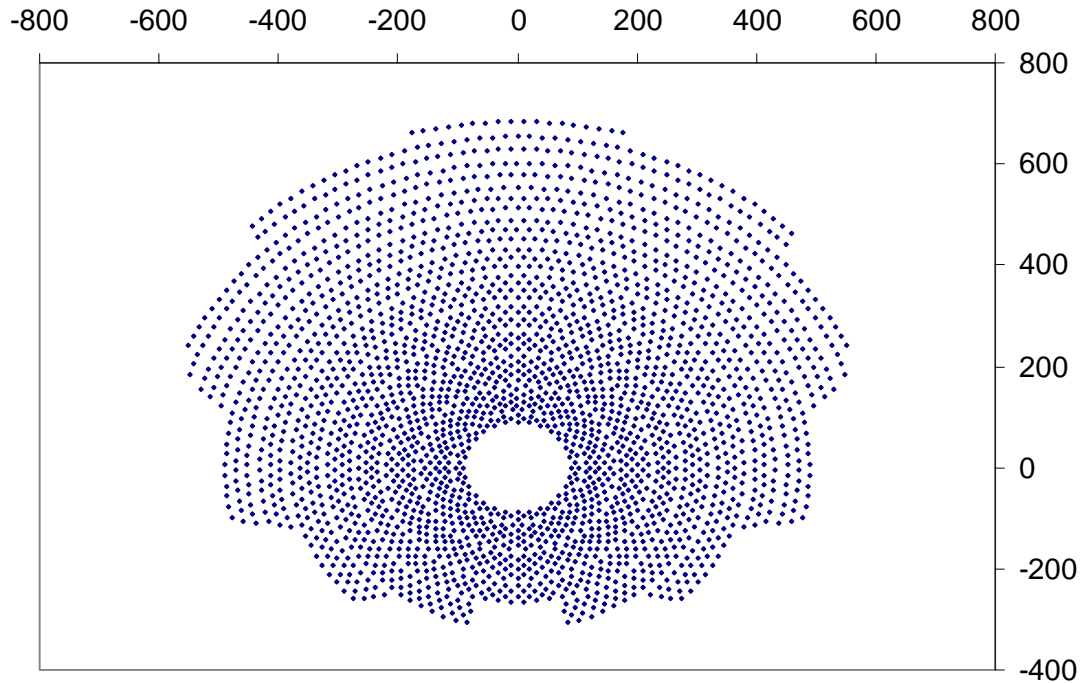


Figura 16.- Distribución helióstatos en campo circular (Total 2669 helióstatos). Coordenadas en m.

Tabla VI: Matriz de rendimientos del campo de helióstatos circular en función del ángulo de acimut y elevación solar

		Angulo de elevación (°)						
		0	5	15	25	45	65	89.5
A N G	0	0.0000	0.2577	0.5055	0.6283	0.6892	0.6914	0.6803
	30	0.0000	0.2467	0.4934	0.6184	0.6814	0.6869	0.6803
A C I M	60	0.0000	0.2356	0.4657	0.5896	0.6604	0.6759	0.6803
	75	0.0000	0.2865	0.4546	0.5653	0.6460	0.6670	0.6792
U T	90	0.0000	0.2223	0.4281	0.5509	0.6327	0.6593	0.6792
	110	0.0000	0.2544	0.4181	0.5243	0.6128	0.6482	0.6792
A L (°)	130	0.0000	0.2434	0.4004	0.5033	0.5962	0.6372	0.6792

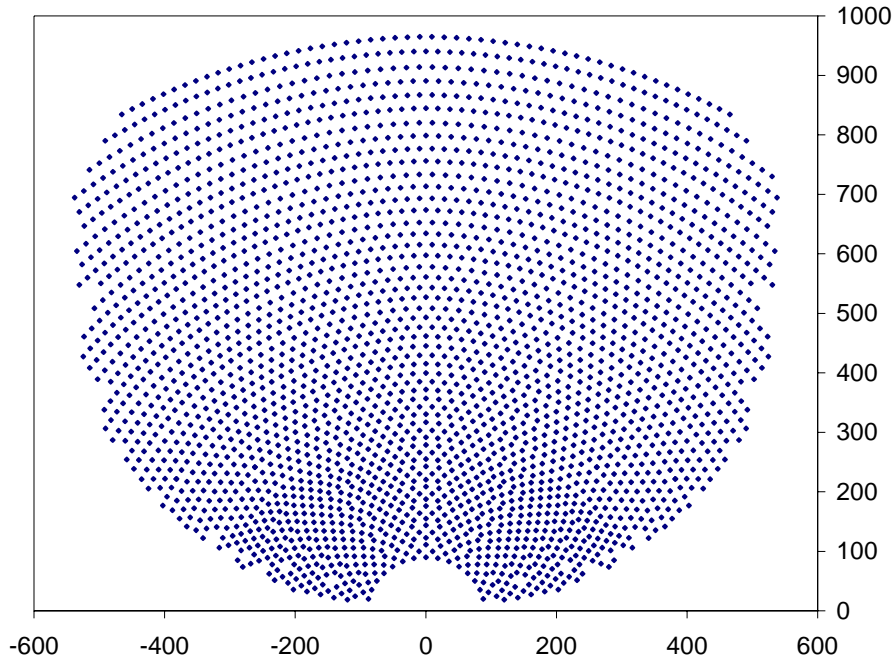


Figura 17.- Distribución helióstatos en campo norte (Total 2704 helióstatos). Coordenadas en m.

Tabla VII: Matriz de rendimientos del campo de helióstatos Norte en función del ángulo de acimut y elevación solar

		Angulo de elevación (°)						
		0	5	15	25	45	65	89.5
A N G	0	0.0000	0.3230	0.5907	0.6969	0.7334	0.7058	0.6471
	30	0.0000	0.3308	0.5719	0.6781	0.7179	0.6947	0.6471
A C I M	60	0.0000	0.3175	0.5221	0.6261	0.6715	0.6670	0.6460
	75	0.0000	0.3042	0.4834	0.5874	0.6405	0.6482	0.6460
U T A L	90	0.0000	0.2931	0.4513	0.5465	0.6073	0.6272	0.6460
	110	0.0000	0.2666	0.3982	0.4834	0.5597	0.5996	0.6449
(°)	130	0.0000	0.2290	0.3496	0.4292	0.5166	0.5763	0.6449

El helióstato utilizado en el layout ha sido desarrollado por INABENSA, de 21 facetas y 70 m², con las siguientes características:



wm=9.02 (Dimensión horizontal de la superficie reflectante)
 hm=7.76 (Dimensión vertical de la superficie reflectante)
 ncantx=3 (Número de columnas de facetas)
 ncanty=7 (Número de filas de facetas)
 wpanl=3.00 (Dimensión horizontal de la faceta)
 hpanl=1.10 (Dimensión vertical de la faceta)
 Coordenadas de las facetas:
 hxcant=7*-3.01,7*0.,7*3.01
 hycant= 3.33, 2.22, 1.11, 0., -1.11, -2.22, -3.33,
 3.33, 2.22, 1.11, 0., -1.11, -2.22, -3.33,
 3.33, 2.22, 1.11, 0., -1.11, -2.22, -3.33
 densmr=0.99 (Porcentaje de superficie reflectante respecto al total)
 rmirl=.90 (Reflectividad promedio anual)
 sigsx=.0014
 sigsy=.0014
 sigel=.000225
 sigaz=.000650

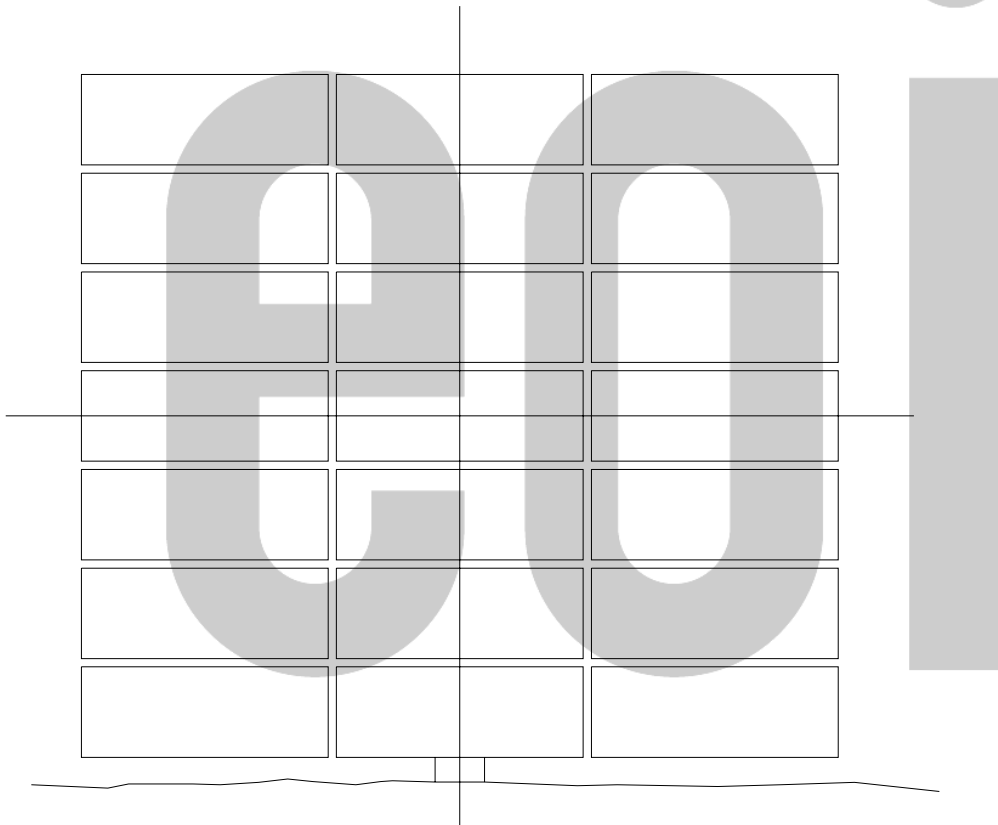


Figura 18.- Configuración helióstato.

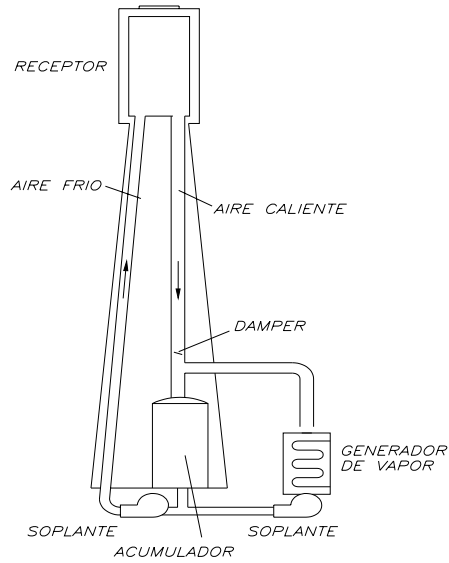


Figura 19.- Esquema del sistema torre/receptor (Se representa el receptor cilindrico para campo circular)

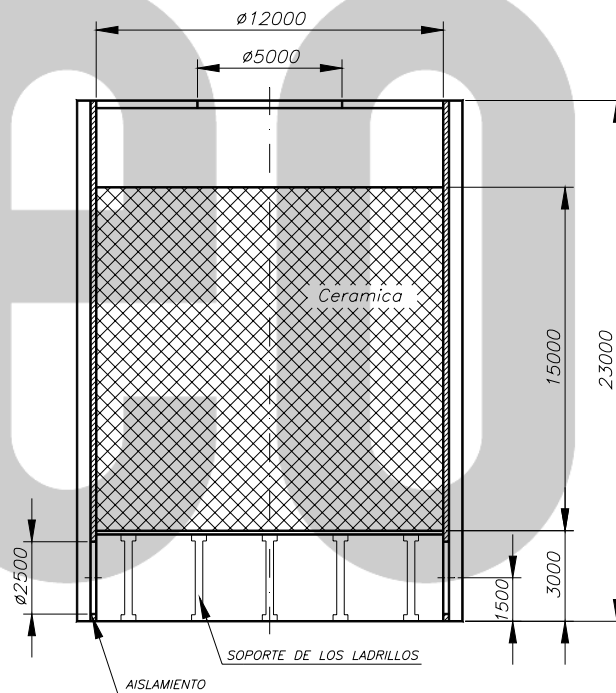


Figura 20.- Dimensiones del sistema de almacenamiento para la planta de 25 MWe

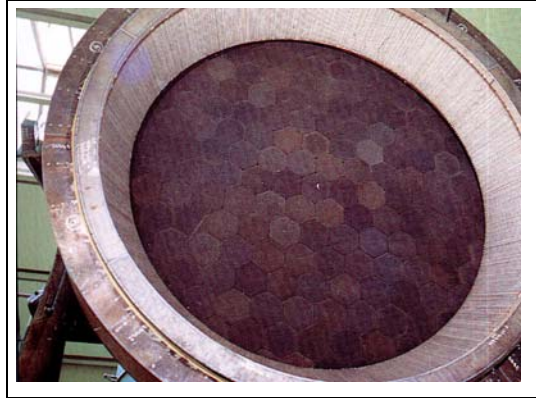


Figura 21.- Frontal receptor TSA.

La figura 19 recoge un esquema del sistema torre-receptor. En el caso del campo circular, el receptor sería un cilindro de 6,44 x 12,53 m., que permitiría succionar el aire hacia el interior de la torre. La estrategia de apunte en este caso es fácil ya que se produce un reparto de flujo a lo largo de todo el campo de helióstatos, por lo que es fácil mantener el flujo pico por debajo de los 850 kW/m². El diseño del receptor norte, se basaría en el diseño tipo TSA, como el de la figura 21.

La utilización de una estrategia de apunte inteligente permite optimizar también en este caso el reparto de flujo. No obstante, en este caso es más difícil mantener el flujo por debajo de los 850 kW/m². La experiencia obtenida en la PSA con el proyecto TSA, ha sido totalmente satisfactoria, habiéndose conseguido herramientas de software que permiten en todo momento de forma dinámica estar por debajo del límite de flujo. En la figura 22 se recoge el mapa de flujo predicho por DELSOL para el punto de diseño en el receptor Norte.

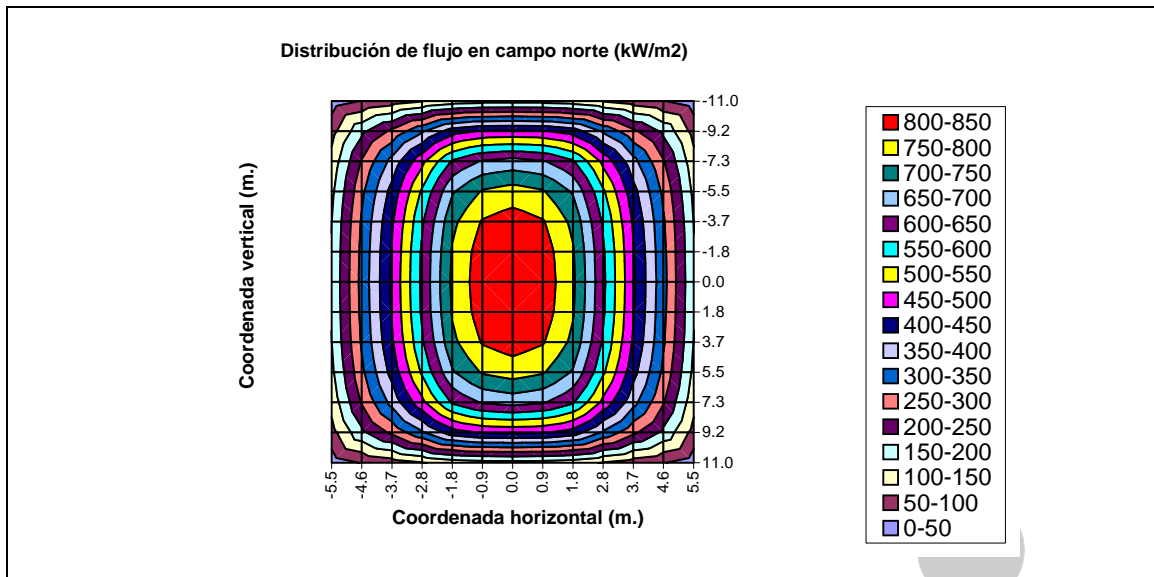


Figura 22.- Mapa de flujo en kW/m² para el punto de diseño en la planta Norte.

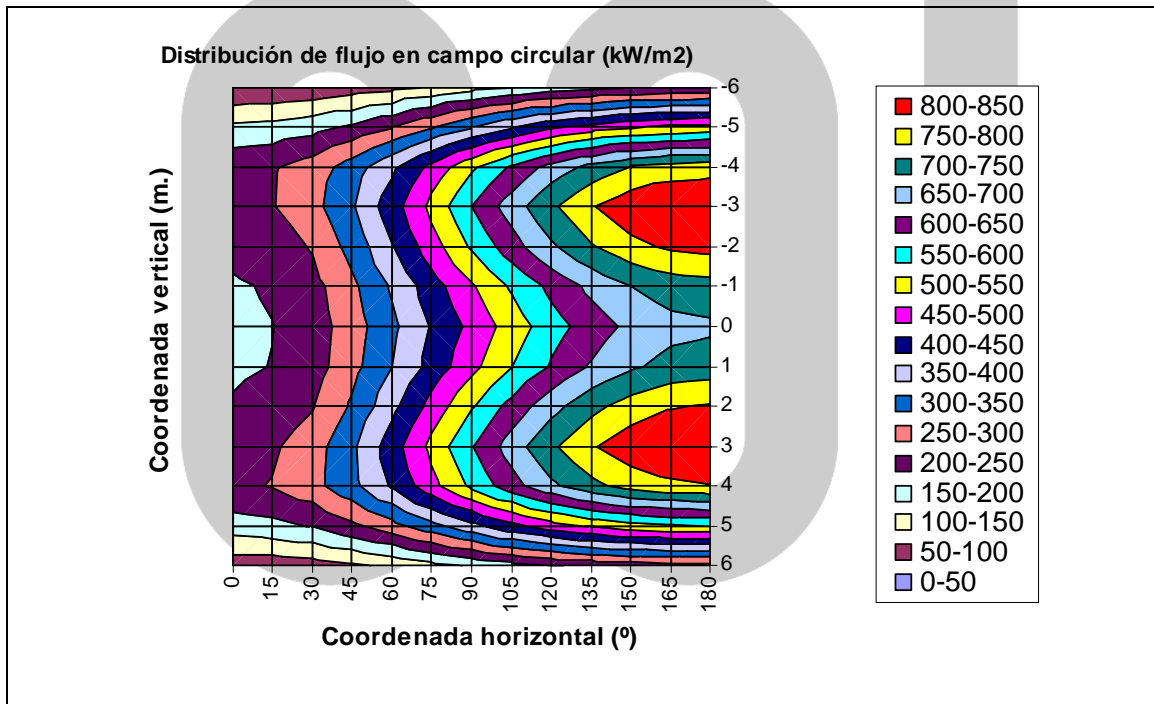


Figura 23.- Mapa de flujo en kW/m² para el punto de diseño en la planta circular

(Se representa medio cilindro por simetría. Norte = 180°).



De la distribución de flujo, en el campo Norte, se puede constatar la necesidad de ir a un receptor prácticamente rectangular de dimensiones 11 x 22 m., que tendría una inclinación de 30 ° respecto a la vertical. La estrategia de apunte consigue meter en este caso toda la energía en un solo plano pero a costa de perder algo más de energía en la interceptación, siendo esta la razón de que se precise un número mayor de heliostatos.

El dimensionado del sistema de almacenamiento viene reflejado en la figura 20 Se trata de un dimensionado intermedio que permite adaptarse a los dos casos estudiados (norte y circular). Si bien son muy parecidos, el almacenamiento de la planta circular es ligeramente más grande. Se trataría de un tanque cilíndrico de 23 m. de altura y 12 m. de diámetro que podría integrarse perfectamente en la base de la torre. El núcleo del mismo lo conformaría el material cerámico a base de alúmina que tendría unos 15 m. de altura y 12 m. de diámetro. Las proporciones altura/diámetro requerirían, no obstante, un estudio mas detallado para poder garantizar el gradiente de temperaturas que se requiere que es en este caso algo más elevado que el solicitado en el proyecto Phoebus. (750°C/170°C frente a 750°C/84°C).





4.2 Rendimiento energético

El estudio del comportamiento anual se ha realizado con SOLERGY, utilizados datos reales de radiación en intervalos de 15 min. Los valores de entrada al código se recogen en el siguiente listado.

Parámetro	Descripción	Valor
Parámetros del emplazamiento		
SOLWEA	Fichero con datos de insolación	Huelva
DELT	Espacio temporal del fichero	15 min.
ALAT	Latitud emplazamiento (Grados)	37.2
ALONG	Longitud emplazamiento (Grados)	6.94
ZONE	Zona horaria internacional del emplazamiento	1
Parámetros del campo de helióstatos		
FS	Area reflectante del campo de helióstatos (m ²)	184948. (Circular) 187374. (Norte)
ELIM	Angulo de elevación mínimo para comienzo de operación en campo (Grados)	0.
RFLCTY	Reflectividad helióstatos (Ya incluida en matriz de campo)	1.
ELR	Angulos de elevación	0., 5., 15., 25., 45., 65., 89.5
AZR	Angulos de acimut	0,30,60,75,90,110,130
FR	Matriz de eficiencia del campo: (Ver tablas VI y VII)	
Parámetros del receptor		
EPS	Absorptancia del receptor (Incluye absorptancia efectiva: 0.93 y cortina de aire (mezcla de aire: 0.97)	0.904
RS	Potencia térmica incidente en el receptor (MWt)	114.5 (Circular) 115.0 (Norte)
ALPHAR	Parámetro de enfriamiento del receptor (h ⁻¹)	6
TREQD	Tiempo de arranque del receptor (h)	0.25
RMF	Mínima fracción de flujo en el receptor	0.10
PLXLR	Pérdidas térmicas del receptor (MWt)	5.89 (Circular) 6.31 (Norte)



Parámetros de tuberías

YXLP	Coefficiente pérdidas en tuberías con el ambiente a todas las temperaturas	9*1.6E-3
------	--	----------

Parámetros de almacenamiento

PTSMAX	Máxima potencia de carga (MWt)	97.5
PFSMAX	Máxima potencia de descarga (MWt)	75.2
EMIN	Valor mínimo de la energía almacenada (MWth)	54 (C) y 58.5 (N)
EMAX	Valor máximo de la energía almacenada (MWth)	162-175.5
ES	Energía en almacenamiento a t=0 (MWth)	54-58.5
TNKLf	Factor de enfriamiento del almacenamiento (h)	600.

Parámetros del sistema de turbinas

TBHSW	Tiempo entre hot y warm startup (h)	2.5
TBWCS	Tiempo entre warm y cold startup (h)	60.
TPFSL	Potencia térmica para operación de turbina en condiciones nominales (MWt)	75.2
TMFS	Fracción de flujo mínima en turbina	0.15
ESMIN1	Mínima energía en almacenamiento en arranque de turbina con receptor en operación (MWth)	62.
ESMIN2	Mínima energía en almacenamiento en arranque de turbina con receptor no operando (MWth)	62.
ESMAX1	Energía en almacenamiento para arranque de turbina con receptor en operación (MWth)	62.
SDH	Retraso sincronización de turbina, Hot (h)	0.
SDW	Retraso sincronización de turbina, Warm (h)	0.42
SDC	Retraso sincronización de turbina, Cold (h)	0.75
RDH	Retraso rampa de turbina, Hot (h)	0.58
RDW	Retraso rampa de turbina, Warm (h)	1.0
RDC	Retraso rampa de turbina, Cold (h)	2.3
FEPSS	Eficiencia de conversión en turbinas para distintas fracciones de potencia	0.350/1.0
REPSS		0.335/0.75
		0.315/0.5
		0.304/0.4



Parámetros de consumos auxiliares

PA(1)	Potencia consumida por campo heliostatos (MW/m ²)	1.66E-7
PA(2)	Potencia para abatir o levantar el campo en un intervalo de 0.25 horas (MW/m ²)	8.E-6
PA(7)	Parámetro de turbina (MW)	0.55
PA(8)	Parámetro de turbina (MW)	0.67

Parámetros usados en el consumo de turbinas, p.e.: apoyo a la turbina, bombas de alimentación de agua, de condensado, del agua de servicio, del agua bruta y del vacío del condensado, HVAC, control, pérdidas en transformadores, aire comprimido, iluminación, etc., de acuerdo con la ecuación:

PA(9)	PA(7) + PA(8) * (Fracción de potencia de la turbina) Múltiplo solar	1.3	
PA(28)	Consumos aux. de la planta en las paradas, incluyendo noches, mal tiempo y paradas forzadas (MW)	0.31	
PA(29)	Consumos aux. en paradas programadas (MW)	0.285	

4.2.1 RESULTADOS DE SOLERGY PARA PLANTA CIRCULAR

NUMERO DE DIAS SIN OPERACIÓN = 5
 NÚMERO DE DIAS CON MULTIPLES ARRANQUES EN EL RECEPTOR = 166
 ARRANQUES DE TURBINA = 446 ARRANQUES COMPLETOS DE TURBINA = 403
 HORAS ANUALES DE OPERACIÓN DE TURBINA EN CONDICIONES ESTACIONARIAS 2137.00 HORAS
 HORAS ANUALES DE OPERACIÓN DE TURBINA EN CONDICIONES NO ESTACIONARIAS 551.75 HORAS
 HORAS ANUALES OPERACIÓN RECEPTOR = 2845.75 HORAS

	EF. PUNTO DE DISEÑO	EF. ANUAL
CAMPO	.68800	.62161
RECEPTOR	.85330	.78393
CONDUCTOS	.99840	.99760
ALMACENAMIENTO	N/A	.99422
BLOQUE POTENCIA	.35000	.32785
TOTAL	N/A	.14940



PLANT SUMMARY - DAYS 1 TO 365 YEAR 1996

EFFICIENCY	(MWHRS)	ENERGY LOSSES	(MWHRS)
I-----I			
I	TOTAL INSOLATION	I	
I	380400.70	I	
I-----I			
	V		
I-----I		OUTAGE LOSSES	
1.000 I	AVAILABLE ENERGY	I	.00 (YEOUTAGE)
I	380400.70	I	
I-----I			
	V		
I-----I		FIELD LOSSES	
1.000 I	REDIRECTED ENERGY	I	.00 REFLECTIVITY LOSS
.622 I	236460.40	I	143940.20 COSINE, SHADOWING, BLOCKING, SPILLAGE,
I-----I			
	V		
I-----I		STORAGE FULL OR CHARGING HX IN STARTUP	
1.000 I	RCVR INCIDENT ENERGY	I	.00 DEFOCUS HELIOSTATS (YSUPTR)
I	236460.40	I	
I-----I			
	V		
I-----I		RECEIVER LOSSES	
I	RECEIVER	I	5551.68 RCVR MIN FLOW (YPLRMF)
I	ABSORBED ENERGY	I	59.47 SURPLUS ENERGY TO RCVR
.784 I	185369.50	I	22161.54 ABSORPTANCE
I		I	17048.54 THERMAL LOSS (RAD. AND CONVECTION)
I-----I		I	6269.75 RCVR STARTUP (YRSTRT)
	V		
I-----I		PIPING LOSSES	
.998 I	ENERGY TO STORAGE	I	444.86
I	184924.60	I	
I-----I			
	V		
I-----I		STORAGE LOSSES	
I		I	.00 CHARGING HX START (YCSTRT)
I	ENERGY TO	I	.00 LOSS FROM CHARGING HX (YTPLDC)
.994 I	TURBINE*	I	1068.80 TANK LOSS (YTNKLOS)
I	183855.40	I	.00 STEAM GENERATOR STARTUP (YESTRT)
I		I	.00 LOSS FROM STEAM GEN (YTPLDD)
I-----I		I	* 52.41 MWHRS IN STORAGE AT END OF DAY 365
	V		
I-----I		EPGS LOSSES	
.328 I	GROSS ENERGY	I	2754.38 TURBINE SYNC LOSS (YTSTRT)
I	60276.39	I	120824.70 RANKINE LOSS (APPROX)
I-----I			
	V		
I-----I		AUXILIARY ENERGY	
I	NET ENERGY	I	
.943 I	OUTPUT	I	3194.04 TURBINE PLANT (YTPPAR)
I		I	226.12 SOLAR PLANT (YSPPAR)
I	56856.37 MWhe	I	1708.88 OVERNIGHT (NO OPERACIONAL)
I-----I			
.149			
.149	OVERALL PLANT EFFICIENCY (TOTAL NET ELECTRICITY/ TOTAL DNI ON FIELD)		



4.2.2 RESULTADOS DE SOLERGY PARA PLANTA NORTE

NUMERO DE DIAS SIN OPERACIÓN = 5
 NÚMERO DE DIAS CON MÚLTIPLES ARRANQUES EN EL RECEPTOR = 167
 ARRANQUES DE TURBINA = 433 ARRANQUES COMPLETOS DE TURBINA = 399
 HORAS ANUALES DE OPERACIÓN DE TURBINA EN CONDICIONES ESTACIONARIAS 2251.50 HORAS
 HORAS ANUALES DE OPERACIÓN DE TURBINA EN CONDICIONES NO ESTACIONARIAS 543.75 HORAS
 HORAS ANUALES OPERACIÓN RECEPTOR = 2870.00 HORAS

	EF. PUNTO DE DISEÑO	EF. ANUAL
CAMPO	.68232	.64226
RECEPTOR	.84910	.78156
CONDUCTOS	.99840	.99768
ALMACENAMIENTO	N/A	.99420
BLOQUE POTENCIA	.33500	.32825
TOTAL	N/A	.15420



PLANT SUMMARY - DAYS 1 TO 365 YEAR 1996

EFFICIENCY	(MWHRS)	ENERGY LOSSES	(MWHRS)
I-----I			
I	TOTAL INSOLATION	I	
I	385388.90	I	
I-----I			
	V		
I-----I		OUTAGE LOSSES	
1.000 I	AVAILABLE ENERGY	I	.00 (YEOUTAGE)
I	385388.90	I	
I-----I			
	V		
I-----I		FIELD LOSSES	
1.000 I	REDIRECTED ENERGY	I	.00 REFLECTIVITY LOSS
.642 I	247518.40	I	137870.50 COSINE, SHADOWING, BLOCKING, SPILLAGE
I-----I			
	V		
I-----I		STORAGE FULL OR CHARGING HX IN STARTUP	
1.000 I	RCVR INCIDENT ENERGY	I	.00 DEFOCUS HELIOSTATS (YSUPTR)
I	247518.40	I	
I-----I			
	V		
I-----I		RECEIVER LOSSES	
I	RECEIVER	I	5620.01 RCVR MIN FLOW (YPLRMF)
I	ABSORBED ENERGY	I	200.99 SURPLUS ENERGY TO RCVR
.782 I		I	23202.95 ABSORPTANCE
I	193449.90	I	18618.94 THERMAL LOSS (RAD AND CONVECTION)
I-----I		I	6425.62 RCVR STARTUP (YRSTRT)
I-----I			
	V		
I-----I		PIPING LOSSES	
.998 I	ENERGY TO STORAGE	I	448.55
I	193001.30	I	
I-----I			
	V		
I-----I		STORAGE LOSSES	
I		I	.00 CHARGING HX START (YCSTRT)
I	ENERGY TO	I	.00 LOSS FROM CHARGING HX (YTPLDC)
.994 I	TURBINE*	I	1119.48 TANK LOSS (YTNKLOS)
I	191882.50	I	.00 STEAM GENERATOR STARTUP (YESTRT)
I-----I		I	.00 LOSS FROM STEAM GEN (YTPLDD)
	V		* 51.33 MWHRS IN STORAGE AT END OF DAY 365
	V		
I-----I		EPGS LOSSES	
.328 I	GROSS ENERGY	I	2716.88 TURBINE SYNC LOSS (YTSTRT)
I	62985.79	I	126179.80 RANKINE LOSS (APPROX)
I-----I			
	V		
I-----I		AUXILIARY ENERGY	
I	NET ENERGY	I	
.944 I	OUTPUT	I	3323.46 TURBINE PLANT (YTTPPAR)
I		I	229.84 SOLAR PLANT (YSPPAR)
I	59432.55 MWhe	I	1679.89 OVERNIGHT (NO OPERACIONAL)
I-----I			
.154			
.154	OVERALL PLANT EFFICIENCY (TOTAL NET ELECTRICITY/ TOTAL DNI ON FIELD)		



5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El estudio anterior ha sido realizado manteniendo en todo momento las hipótesis de costes de componentes y el escenario económico recogido en el apartado 3. Teniendo en cuenta que el proceso de optimización maneja un criterio económico de comparación con el LEC, resulta de gran importancia, conocer el impacto que tienen en el coste de la energía producida por la planta seleccionada, las variaciones en algunos de estos parámetros. Asimismo, se ha realizado un análisis de sensibilidad ante distintos parámetros de eficiencia energética.

5.1 *Múltiplo solar y altura de la torre.*

Dos de los parámetros que han mostrado una mayor influencia en el diseño, han sido la altura de la torre y el múltiplo solar o lo que es lo mismo la capacidad de almacenamiento de energía. Desde el punto de vista energético una altura elevada de la torre es beneficioso ya que permite que todos los helióstatos del campo vean mejor el receptor, sea cual sea su posición, y se minimizarán a altas torres los problemas de sombras y bloqueos en el campo. Es por tanto el criterio económico el que prima en la selección de la altura de la torre ya que el extra coste ha de verse compensado por una mayor eficiencia del campo. Este compromiso es el que se decide durante la optimización. Lo mismo ocurre en el dimensionado del almacenamiento, ya que si bien éste permite extender el número de horas de operación, habrá un punto óptimo a partir del cual su coste penaliza el LEC de la planta.

En la figura 24 se recoge para el campo circular la evolución del LEC para distintas alturas de torre y distintos múltiplos solares. Se aprecia un salto importante en el precio de la energía producida entre un MS de 1,1 y 1,2 que se puede cuantificar en 1 c€/kWh. El paso de MS desde 1,2 a 1,3 resulta en un descenso del LEC todavía acusado, pero sin embargo aumentos del MS por encima de este valor tienen ya muy poco impacto en el LEC.

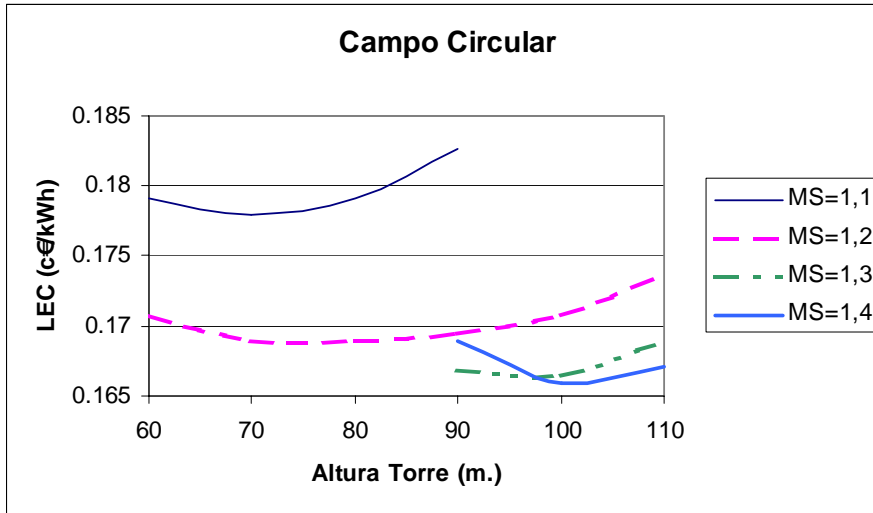


Figura 24.- Evolución del LEC para el campo circular frente a altura de torre y MS.

El análisis conjunto de la evolución del LEC con el coste total de la inversión, nos ha movido a seleccionar un valor de MS=1,3 como el punto óptimo de diseño. En la figura 25 se puede observar como el sobredimensionamiento del almacenamiento conlleva un aumento estable del coste de la inversión en todos los casos, por lo que parece evidente que valores más altos de MS=1,3 no reportan ventajas económicas.

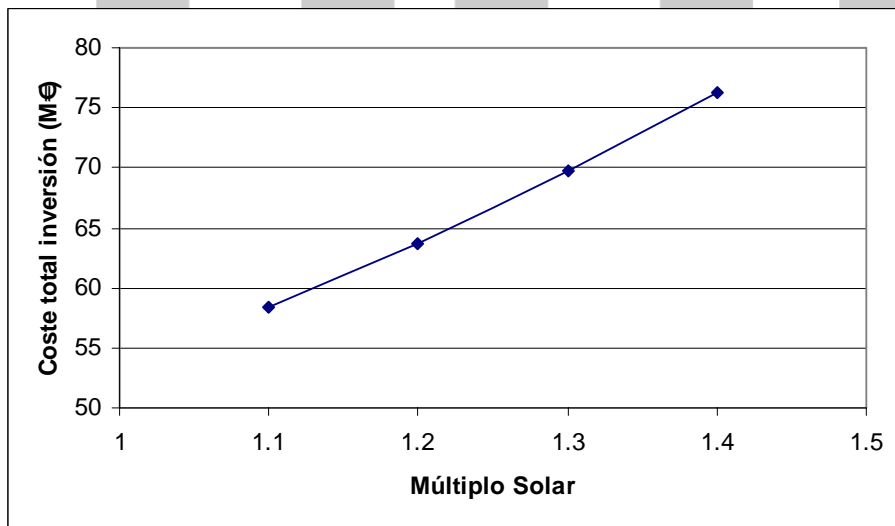


Figura 25.- Coste total de la inversión para plantas circulares optimizadas a distintos MS.



La figura 24 ilustra igualmente como evoluciona el LEC con la altura de la torre. En todos los casos se presente un punto de inflexión a partir del cual el LEC no mejora. La altura óptima va aumentando según aumenta MS, al requerirse un mayor número de helióstatos. Para MS=1,1 se situaría en 60 m., para 1,2 subiría a 80 m. y en valores de 1,3 en adelante el valor óptimo es de 100 m. La planta óptima circular se ha dimensionado, por lo tanto, con un MS=1,3 y una altura de torre de 100 m. En estas circunstancias el número de helióstatos requerido es de 2669.

El estudio llevado a cabo con la planta Norte, se ha centrado en un MS=1,3 por analogía con el campo circular. En este caso la optimización ha demandado alturas de torre más elevadas, que lógicamente vienen motivadas por la existencia de filas de helióstatos ubicadas a distancias muy superiores y cercanas a 1 km.

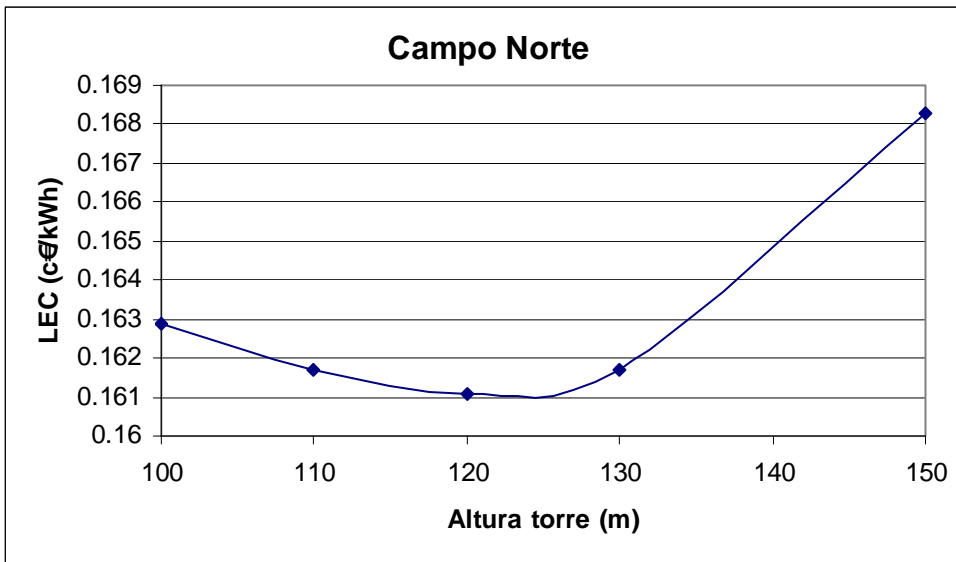


Figura 26.- LEC frente a altura de la torre en un campo Norte.

La altura óptima se ha tomado como 120 m. (20 m. más que en el campo circular). Podemos observar que alturas por encima de 130 m. disparan el coste de la energía producida.

5.2 Tamaño y forma del helióstato.

La experiencia nos demuestra que el tamaño del helióstato no tiene una repercusión apreciable en el comportamiento, ni en el diseño de la planta. Únicamente en aquellos casos donde la diferencia de tamaño implica un cambio en las características de calidad óptica, porcentaje de superficie reflectante efectiva o de coste por m², es cuando podemos suponer una repercusión en el diseño. Como ejemplo se ha analizado un diseño alternativo al seleccionado en la figura 18. Se ha realizado la optimización del



campo para un nuevo heliostato de 105 m² (Fig. 27). Este nuevo heliostato contempla diferencias en la configuración y tamaño pero conservando la misma calidad óptica y precio que el anterior.

```

wm=12.02 ; hm=8.87
ncantx=2; ncanty=8
wpanl=6.00
hpanl=1.10
hxcant=8*-3.01,8*3.01
hycant=3.885, 2.775, 1.665, 0.555,-0.555,-1.665, -2.775,-3.885,
        3.885, 2.775, 1.665, 0.555,-0.555,-1.665, -2.775, -3.885,
densmr=0.99
sigsx=.0014 ; sigsy=.0014
rmirl=.90
sigel=.000225 ; sigaz=.000650
    
```

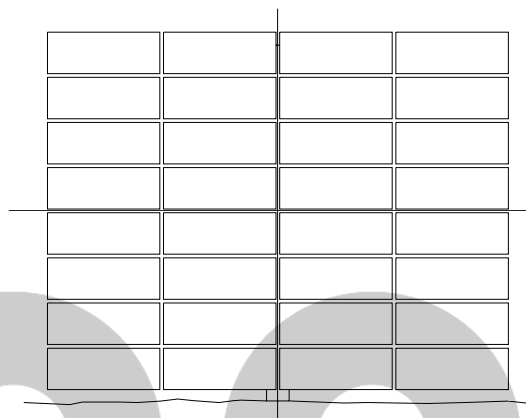


Figura 27.- Esquema del heliostato de 105 m² modelizado por DELSOL.

En la Tabla VI se recoge una comparación de los resultados obtenidos con los mostrados por el diseño para un heliostato de 70 m². Hasta que punto el comportamiento anual es parecido lo podemos observar en un desglose de los parámetros de eficiencia del campo de heliostatos.

Tabla VII.- Comparación de eficiencias anuales del campo de heliostatos (Campo circular)

Superficie	70	105
Coseno	0.794	0.794
Sombras	0.955	0.959
Bloqueos	0.995	0.995
Atm. Trans.	0.955	0.954
Intercept.	0.950	0.942
Total	0.615	0.612

Como podemos observar los resultados son levemente peores en el caso de los heliostatos de 105 m², y esto es debido básicamente al peor factor de interceptación. También el rendimiento en el punto de diseño empeora ligeramente.

Tabla VI: COMPARACIÓN DE HELIOSTATOS									
Múltiplo solar 1,3									
Superficie Heliostato (m ²)	Altura Torre (m)	Numero Heliostat.		Diametro Receptor (m.)	Altura Receptor (m)	Terreno (Km ²)	Factor Capacidad (%)	Rendimiento Campo hel. Pto. Diseño (%)	
PLANTA CIRCULAR									
70	100	2669		6,44	12,53	0,837	24,1	68,8	
105	100	1765		6,44	12,53	0,862	24,2	68,5	
PLANTA NORTE									
70	120	2704		11.22	22.44	1,055	25.3	68.2	
105	120	1783		11.22	22.44	1,087	25,5	68.0	
COSTES DEL SISTEMA SOLAR (M€)									
		CIRCULAR				NORTE			
Superficie helióstato		0.42	0.63			0.42	0.63		
Pot. diseño (MW)		0.15	0.15			0.15	0.15		
Prod. Anual (GWh/año)		0.34	0.34			0.36	0.36		
Inversión total (€)		69.84	70.10			70.84	71.08		
LEC (c€/kWh)		16.65	16.71			16.11	16.11		

5.3 Reflectividad.

La reflectividad, un parámetro habitualmente ignorado en el análisis de producción anual, resulta de gran importancia. Para la planta óptima en campo circular seleccionada con DELSOL, se ha analizado la influencia de la reflectividad en la energía anual producida y por consiguiente en el precio de la electricidad generada. El valor central de nuestro diseño ha sido 0.90

Tabla VIII: Influencia de la reflectividad en la producción anual y el LEC (Campo circular)

Reflectividad	Prod. Anual (GWh)	LEC (c€/kWh)
0.85	52.96	0.178
0.87	54.40	0.173
0.90	56.58	0.166
0.92	58.06	0.162
0.94	59.48	0.158



El valor de 0.90 se considera el típico a obtener de promedio anual mediante dos limpiezas mensuales y utilizando vidrio blanco con espejo de segunda superficie y 4 mm. de espesor. La utilización de cristales delgados o superficies tipo solgel, permitiría alcanzar valores en el entorno de 0.94. La evolución en el caso de un campo Norte sería similar.

5.4 Calidad óptica del heliostato.

Se ha determinado su influencia mediante el estudio de distintos valores del beam quality de la imagen. Para ello nos hemos movido en un rango de $\sigma = 2$ mrad a 3.6 mrad..

Tabla IX: Influencia de la calidad de imagen en la energía producida y el LEC (Campo circular).

Beam quality (mrad)	Energía anual (GWh)	Precio (c€/kWh)
2.0	57.77	0.163
2.2	57.54	0.164
2.4	57.24	0.165
2.6	56.93	0.165
2.8	56.58	0.166
3.0	56.21	0.168
3.2	55.85	0.169
3.4	55.38	0.170
3.6	54.94	0.171

Suponiendo una excelencia en la fabricación de los heliostatos y el mantenimiento de limpieza de su superficie, que permitiera una reflectividad media de 0.92 y un beam quality de 2.2 mrad, esto supondría una producción anual de 59 GWh, lo cual daría lugar a un precio de 15.956 c€/kWh. El límite tecnológico estaría en 0.94 de reflectividad y 2mrad de beam quality, que implicarían 60.7 GWh/año a un precio de 15.512 c€/kWh.



5.5 *Distancia focal.*

La optimización preliminar del campo de heliostatos con DELSOL se ha realizado asumiendo que cada heliostato ha sido canteado a su distancia al blanco, y que además las facetas poseen la curvatura adecuada para esa distancia. La experiencia ha demostrado en estudios anteriores que para campos de producción de electricidad en los que hay limitaciones de flujo en el panel absorbedor, se puede diseñar un campo con una única focal sin que ello represente menoscabo apreciable en el rendimiento del campo. Se ha analizado la influencia de distintas focales:

Tabla X: Influencia de la distancia focal en la energía producida (Campo circular)

Distancia focal (m.)	Energía prod. (GWh/año)
400	56,521
450	56,567
475	56,576
500	56,58
530	56,586
550	56,574
600	56,555

Se puede apreciar que la producción de energía a lo largo de un año y por tanto su precio es bastante insensible a un amplio rango de focales y en su punto máximo muy parecido a los 56,58 GWh producidos con la utilización de focales individuales por cada heliostato. Se puede pues afirmar que las estrategias de apunte y el hecho de utilizar un campo circular con receptor cilíndrico hacen que el parámetro de distancia focal no tenga gran relevancia.

5.6 *Radiación directa anual.*

Los valores disponibles de radiación directa anual en el emplazamiento son de gran impacto en la energía producida. se ha analizado el comportamiento de nuestra planta en diferentes latitudes. Se han mantenido fijas la altura de la torre y las dimensiones del receptor, dejándose en cada caso libertad únicamente al número de heliostatos y su distribución para cumplir con la potencia en el punto de diseño (Tabla XI).

Tabla XI: Influencia de la radiación directa en el LEC (Campo Norte)

Rad. Directa Anual (kwh/m ² .año)	Latitud (°)	Energía prod. (GWh/año)	Precio (c€/kWh)	Rend. solar/ Eléctrico anual (%)	Energía prod. KWh/m ² .año
1710	41	47.24	19.96	15.00	256.5
1800	39	50.52	18.72	15.11	272.0
1900	38	54.23	17.69	15.18	288.4
2065	37	59.30	16.00	15.33	316.5
2203	35	63.94	14.88	15.35	338.2
2931	29	88.25	10.95	15.32	449.1

La energía anual producida por m² y año se refiere a m² de espejo.

Al tratarse de una planta de tipo Norte que ha sido optimizada para 37° y 2000 kwh/m².año, el resto de emplazamientos resultan penalizados en su eficiencia. Así latitudes más altas verán sensiblemente empeorado el precio de la energía eléctrica producida por precisarse un mayor número de helióstatos para cumplir con la potencia nominal. En el caso de radiaciones superiores a 2000, el receptor existente plantea dificultades para respetar la restricción de flujo máximo por lo que empeora la interceptación en el absorbedor y se ve reducido el rendimiento.

5.7 Costes de componentes.

Los componentes de la planta con un mayor impacto en el coste total del capital son los helióstatos, el receptor y el bloque de potencia (Ver Tablas IV y V). Una fluctuación en el precio de los helióstatos entre 108.18 €/m² y 210.35 €/m² influiría de la siguiente forma en el precio de la energía producida por nuestra planta (El valor central asumido en el diseño ha sido de 138.23 €/m²):

Tabla XII: Influencia del precio del heliostato en el LEC (Campo Circular)

Precio heliostato (€m ²)	Precio (c€/kWh)
108.18	15.15
114.19	15.44
120.20	15.75
126.21	16.05
132.22	16.34
138.23	16.65
150.25	17.24
180.30	18.75
210.35	20.25

En el caso del receptor y del bloque de potencia, se han planteado incertidumbres del $\pm 50\%$.

Tabla XIII: Influencia precio receptor y bloque de potencia en el LEC (Campo Circular)

	RECEPTOR	BLOQUE POTENCIA
Desviación precio (%)	Precio energía (c€/kWh)	Precio energía (c€/kWh)
-50	15.61	15.36
-25	16.13	16.00
-15	16.33	16.26
0	16.65	16.65
+15	16.96	17.03
+25	17.16	17.29
+50	17.68	17.93

5.8 Escenario económico.

(YOP) Vida económica de la planta: 15, 20, 25, 30 años



El diseño se ha realizado para 15 años de vida económica de la planta. Sería interesante analizar la importancia de modificar este parámetro aunque se mantenga el periodo de depreciación de la planta en 15 años para todos los casos.

Tabla XIV: Influencia de YOP en el LEC (Campo Circular)

AÑOS (YOP)	f_{DIS}	FCR (%)	Precio energía (c€/kWh)
15	8.99	12.12	16.65
20	10.43	10.59	14.75
25	11.45	9.73	13.68
30	12.16	9.22	13.05

Tasa anual de descuento 5, 7.2 y 9 %

Impuestos sobre ingresos 0 y 35 %

Tasa de inflación anual 0 y 2 %

La tasa de inflación anual influye en nuestro caso únicamente en el valor de los costes anuales nivelizados de operación y mantenimiento, siendo su peso despreciable tal y como se verá luego. El parámetro más importante es sin duda el porcentaje a considerar como impuestos sobre ingresos.

Tabla XV: Influencia de impuestos y tasa de descuento en el LEC (Campo Circular)

Impuestos sobre ingresos (%)	Tasa de descuento (%)	Precio energía (c€/kWh)
0	5	16.22
0	7.2	16.65
0	9	16.99
35	5	14.12
35	7.2	19.62
35	9	22.51



Costes de O+M -35 % y +20 %

Los costes de operación y mantenimiento tienen una influencia muy pequeña en el coste de la energía producida:

Tabla XVI: Influencia de costes de O&M en el LEC (Campo Circular)

Desviación costes O+M (%)	Precio energia (c€/kwh)
-35	16.07
0	16.65
+20	16.96





6. REFERENCIAS

Becker M. and Klimas P (1993), "Second Generation Central Receiver Technologies: A status report", Verlag C.F. Müller Karlsruhe.

Grasse (1991); "PHOEBUS international 30 MWe solar tower plant", *Solar Energy Materials*, pp. 82-94.

Grasse, W., Hertlein, H.P. and Winter, C.J., (1991), En: "Solar power plants. Fundamentals. Technology. Systems. Economics". Ed. C.J. Winter, R.L. Sizmann and L.L. Vant-Hull.; Springer Verlag.

Haeger, M. (1994), "PHOEBUS technology program solar air receiver (TSA)", *PSA Technical Report PSA-TR02/94*, Julio 1994.

Kiera, M. (1989), "Heliostat field: Computer codes, Requirements, Comparison of methods", En: *Proceedings of the final GAST Presentation, Lahnstein, Germany, May 30-31, 1988*, pp. 95-113, Ed. M. Becker and M. Böhmer, Springer-Verlag Pub. Co.

Kistler, B.L. (1987), "A User's Manual for DELSOL3: A Computer Code for Calculating the Optical Performance and Optimal Design for Solar Thermal Central Receiver Plants", *Sandia National Laboratories Livermore*, SAND86-8018.

Phoebus Consortium, (1990), "A 30 MWe Solar Tower Plant for Jordan, Phase 1B, Feasibility Study", *Executive Summary, Vol.1 y 2*; Fichtner Development Engineering, Stuttgart, Marzo 1990.

Stoddard, M.C. et al. (1987), "SOLERGY: A Code for Calculating Annual Energy Output from Solar Central Receiver Power Plants", *Sandia National Laboratories Livermore*, SAND86-8060.

Vittitoe, C.N. and Biggs, F., (1981), "A User's Guide to Helios: A Computer Code for Modeling the Optical Behavior of Reflecting Solar Concentrators", *Sandia National Laboratories Albuquerque*, SAND81-1562 and SAND81-1180.