

Capítulo 5 DISEÑO ÓPTIMO DE LA PLANTA

En este Capítulo se detalla la forma de obtener la configuración óptima de la planta definida en el Capítulo anterior. Para ello, en primer lugar se analizará el valor tomado por las principales variables con que trabaja WinDelsol 1.0, se analizarán los resultados devueltos por la aplicación y conforme a ellos se elegirá la configuración óptima de la planta.

5.1 Cartas de Entrada a WinDelsol 1.0

En este apartado se va a detallar la carta de entrada para las distintas configuraciones que puede presentar la planta.

5.1.1 Planta de 20 MW con un Único Receptor y Campo Norte de Heliostatos

Este sería el caso en el que se quisiera diseñar una planta que produjera 20 MW de potencia eléctrica con único receptor y campo Norte de heliostatos. Aunque como ya se ha comentado el diseño de la planta objeto de estudio consiste en determinar la configuración óptima de dos campos independientes, el resolver el caso indicado en este apartado puede dar un orden de magnitud de las distintas variables.

Como se comentó en el Capítulo 3, las variables de WinDelsol se agrupan en nueve listas, con lo que se pasa a describir las principales variables de cada lista para el caso indicado en este apartado (la mayoría tendrán el mismo valor para los casos de los siguientes apartados):

Lista de Variables BASIC:

Se especifican las siguientes variables:

PLAT=37.4, latitud Norte del lugar (Sevilla).

ALT=0.02, altitud del lugar (en kilómetros).

REFSOL=0.9, la radiación solar en el punto de diseño (kW/m^2).

ASTART=82.5, máximo ángulo solar respecto a la vertical con el que la planta empieza a operar.

El resto de variables de esta lista se dejan en los valores por defecto que propone la aplicación [5], las más relevantes son las siguientes:

INSOL=1, parámetro que define la variación de la radiación solar en el tiempo, el valor por defecto indica que se usa el modelo de Meinel.

NSUN=1, parámetro que especifica el modelo del disco solar, el valor por defecto indica que se usa el modelo de la Universidad de Houston.

REFDAY=81.0, día juliano elegido como día de diseño.

REFTIM=0.0, hora solar de diseño.

Lista de Variables FIELD:

En principio se dejan los valores por defecto [5], excepto para la variable *INORTH*:

NAZM=12, número de divisiones del campo en dirección azimutal (ver Figura 5.1).

NRAD=12, número de divisiones del campo en dirección radial (ver Figura 5.1).

Los heliostatos se dispondrán en los sectores definidos por las divisiones anteriores.

*INORTH=1, valor que indica que se optimizará un campo Norte, cuyo límite de ángulo azimutal se indica con el parámetro *AMAXN*, cuyo valor por defecto es 82.5° (ver Figura 5.1). *INORTH=0* indicaría que la optimización se realizaría para un campo circular.*

$RADMIN=0.75$; $RADMAX=7.5$, indican respectivamente la mínima y máxima posición radial medida desde la torre en la que se pueden situar heliostatos, expresada en número de alturas de torre.

$NLAND=0$, indica que no hay restricciones de terreno

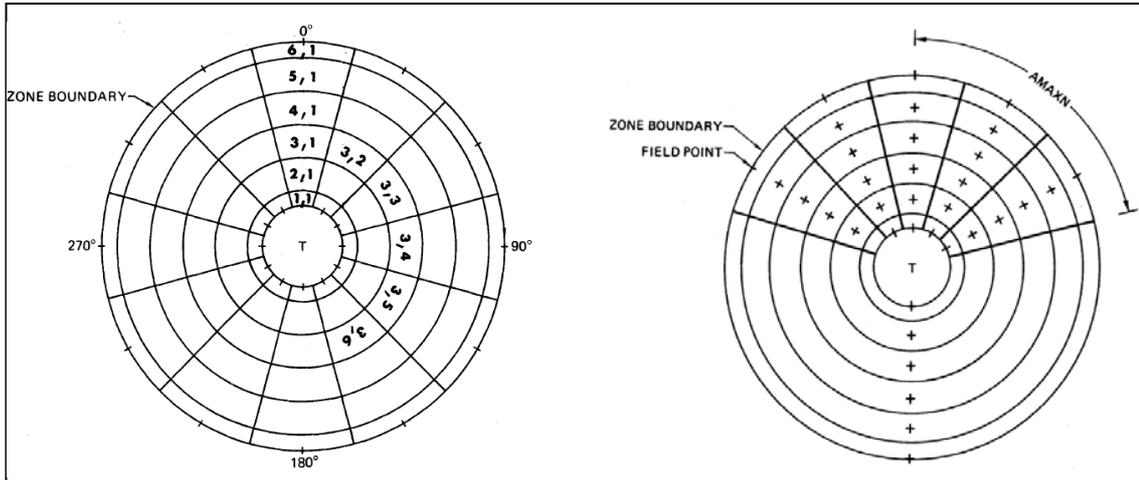


Figura 5.1- Sectores para un campo circular (figura izquierda, en la que $NAZM=12$ y $NRAD=6$) y para un campo Norte (figura derecha, en la que $NAZM=12$, $NRAD=6$ y $AMAXN=75^\circ$)

Lista de Variables HSTAT:

$WM=12.87$; $HM=9.51$, indican las dimensiones en metros en dirección horizontal y vertical respectivamente, de la superficie reflectante del heliostato. Con las dimensiones anteriores la superficie reflectiva es de unos 120 m^2 . (ver Figura 5.2).

$NCANTX=3$; $NCANTY=7$, número de facetas en dirección horizontal y vertical respectivamente. (ver Figura 5.2).

$DENSMR=0.9886$, densidad de superficie reflectiva respecto a la superficie total del heliostato.

$RMIRL=0.9$, reflectividad de los heliostatos.

$SIGSX=0.0014$; $SIGSY=0.0014$, cuantifican los errores ópticos del heliostato (en mrad) en dirección horizontal y vertical, respectivamente [3].

$SIGEL=0.00022$; $SIGAZ=0.00065$, cuantifican los errores de seguimiento al sol del heliostato (en mrad) en ángulos elevación y azimutal, respectivamente [3].

$ICANT=-1$, indica el tipo de canteo de la superficie reflectiva, se escoge individual en ejes.

$ISB=1$, indica que se considera que los efectos de sombras y bloqueos producirán solape siempre. Es una consideración más realista que el no considerar el mencionado solape.

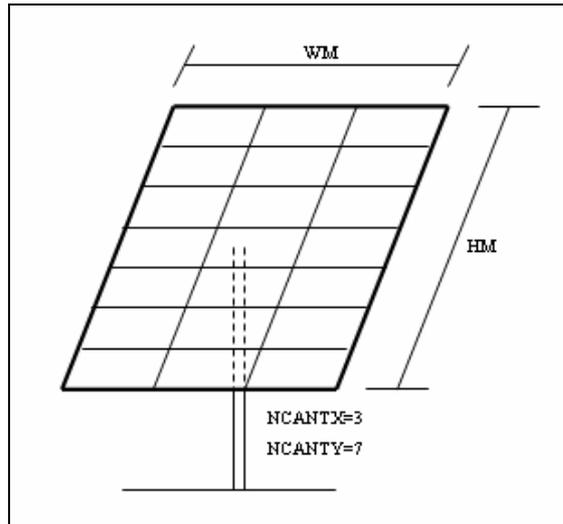


Figura 5.2- Dimensiones de un heliostato

Lista de Variables REC:

$THT=90$, altura de torre en metros (ver Figura 5.3).

$TOWL=100$, modela la sombra de la torre sobre el campo de heliostatos como un cilindro de altura 100 m y diámetro $TOWD=10$ metros.

$IREC=2$, indica el tipo de receptor, en este caso “de cavidad”.

$W=12$; $H=9$, indican (en metros) la profundidad y altura de la superficie absorbente del receptor (ver Figuras 5.3 y 5.4).

$RRCEL=0.97$, fracción reflejada de la potencia térmica incidente en el receptor.

$IAUTOP=2$, indica la estrategia de apunte de los heliostatos al receptor, usada para receptores con aperturas rectangulares y límite de flujo.

$RELV=110$, inclinación (en grados) de la apertura respecto a la vertical (en la Figura 5.3 es el parámetro θ_r).

$RX=10$; $RY=10$, dimensiones (en metros) horizontal y vertical de la apertura, respectivamente.

$RWCAV=0.9$ (ver Figura 5.4).

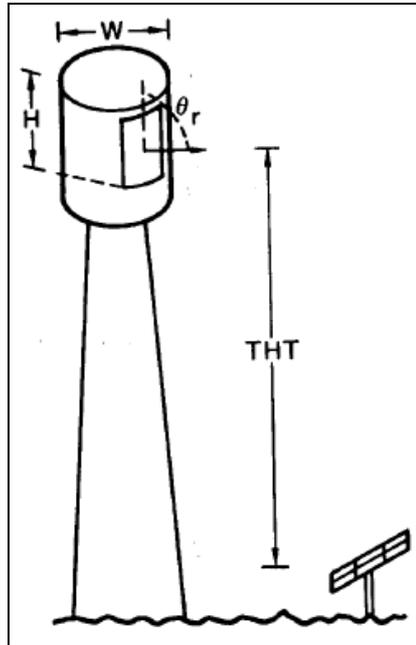


Figura 5.3- Dimensiones del receptor de cavidad y altura de torre

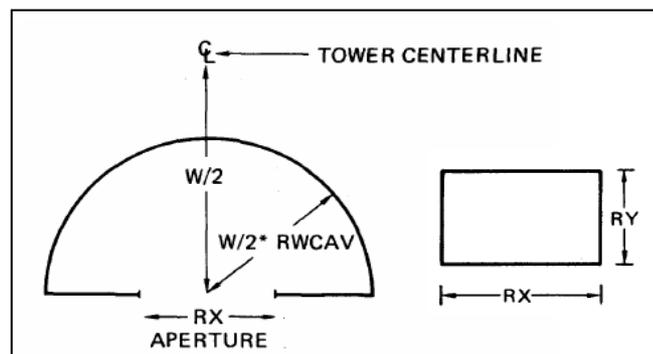


Figura 5.4- Dimensiones de cavidad y apertura

Lista de Variables NLFLUX:

En este listado se especifican las variables relacionados con el cálculo del flujo en el receptor. Se dejan los valores por defecto [5] que presenta WinDelsol, excepto la variable que indica el flujo máximo permitido en el receptor: $FLXLIM=0.69E6$, es decir que el flujo máximo en el receptor se limita a 690 W/m^2 , valor probado satisfactoriamente para los materiales del receptor.

Lista de Variables NLEFF:

REFTHP=63E6, potencia térmica (en Watios) que debe incidir sobre el receptor.

REFRC=0.92, fracción de REFTHP que se transfiere al fluido de trabajo.

ETAREF=0.35, rendimiento de la conversión térmica en eléctrica.

SMULT=1, indica que no se considera almacenamiento térmico.

Lista de Variables OPT:

En esta lista se especifican las variables a optimizar y los rangos de búsqueda del valor óptimo. WinDelsol permite optimizar de una vez la altura de la torre (THT), y las dimensiones de la apertura (RX y RY). Por tanto la optimización se realiza para cada valor de W que se especifique en la lista "REC". La altura, H , de la superficie absorbente es la especificada en la lista "REC", aunque si esta altura no cumple el hecho de que intercepte un rayo procedente del heliostato más cercano entrando por la parte superior de la apertura, entonces WinDelsol recalcula H para que cumpla la restricción anterior [5].

Por tanto las variables a optimizar especificadas en esta lista son las siguientes:

NUMTHT=10; THTST=100; THTEND=120, WinDelsol discretiza en NUMTHT valores igualmente espaciados el intervalo $[THTST, THTEND]$ para buscar la altura de torre óptima(THT).

$NUMREC=10$; $WST=8$; $WEND=12$, WinDelsol discretiza en $NUMREC$ valores igualmente espaciados el intervalo $[WST,WEND]$ para buscar la dimensión horizontal de la apertura óptima (RX).

$NUMHTW=10$; $HTWST=0.5$; $HTWEND=1.5$, a partir del valor óptimo de RX , WinDelsol discretiza en $NUMHTW$ valores igualmente espaciados el intervalo $[HTWST \times RX, HTWEND \times RX]$ para buscar la dimensión vertical de la apertura óptima (RY).

$POPTMN=POPTMX=20E6$, Potencia eléctrica de diseño (en Watios).

Lista de Variables NLCOST:

En esta lista se especifican los costes de las instalaciones y equipos que componen la planta, a partir de ellos se obtiene el coste global de la misma y WinDelsol calculará la configuración óptima de la planta, que será aquella con un menor LEC. Los diferentes modelos de costes usados están basados en los modelos propuestos en DELSOL3 [5], aunque con alguna modificación, como el modelo de coste de la torre, para el que se ha adoptado el modelo de costes para torres de hormigón propuesto en el proyecto “Colón Solar” [9]. También se usa el modelo de costes para bombas y conductos y para la instrumentación y control incluido en el proyecto anterior.

Los modelos de costes usados son los siguientes (los costes de referencia se expresan en euros aunque a WinDelsol se le introducen estas variables en pesetas):

- **Coste de los heliostatos:** $CC_{HEL} = CH \times STR - C_{CAB}$, donde:

$CH=150.25 \text{ €/m}^2$, es el coste del heliostato por m^2 de superficie reflectiva.

STR : es la superficie total reflectiva del campo.

C_{CAB} : es el coste del cableado, el cual se descuenta del coste del campo de heliostatos porque el coste CH incluye tanto el coste del cableado como el de su instalación.

- **Coste del cableado:**

$$C_{CAB} = \sum_i^{\text{sectores}} (CWR \times R_i + CWDR \times DR_i + CWDA \times DAZ_i) \times NH_i, \text{ donde:}$$

$CWR=0.03$ €/m, es el coste del cableado que va desde el la base de la torre al sector “i”.

R_i : distancia radial desde la base del torre al sector “i”.

$CWDR=12$ €/m, coste del cableado entre diferentes hileras de heliostatos en el sector “i”.

DR_i : distancia entre diferentes hileras de heliostatos en el sector “i”.

$CWDA= 7.21$ €/m, coste del cableado entre heliostatos de una misma hilera en el sector “i”.

DR_i : distancia entre diferentes heliostatos de una misma hilera en el sector “i”.

- **Coste del terreno:** $CC_{TERR} = CL \times STT$, donde:

$CL=1.8$ €/m², es el coste unitario del terreno.

STT : superficie total de terreno.

- **Coste de la torre:** $CC_{TORRE} = CREF_{TORRE} \times \left(\frac{THTB}{THTREF} \right)^\alpha$, donde:

$CREF_{TORRE}=1.39 \cdot 10^6$ €, es el coste de la torre de referencia (de hormigón).

$THT_{REF}=110$ m, altura de la torre de referencia.

$THTB=THT+HM/2-H/2-W$, es la altura física de la torre de la planta, donde THT , HM , H y W , son las variables definidas en las listas anteriores.

$\alpha=0.40996$.

- **Coste del receptor:** $CC_{REC} = CREC_{REF} \times \left(\frac{AREC}{AREC_{REF}} \right)^\gamma$, donde:

$CREC_{REF}=6 \cdot 10^6$ €, es el coste del receptor de cavidad de referencia.

$AREC_{REF}=240$ m², superficie absorbente del receptor de referencia.

$AREC$: superficie absorbente del receptor evaluado.

$\gamma=0.8$.

- **Coste del equipo de producción de potencia:**

$$CC_{SPP} = CEPGS_{REF} \times \left(\frac{ETAREF \times PT}{PEPGS_{REF}} \right)^\lambda$$
 , donde:

$CEPGS_{REF}=13.82 \cdot 10^6$ €, es el coste del sistema de producción de potencia de referencia.

$PEPGS_{REF}=25$ MW, potencia eléctrica del sistema de referencia.

$ETAREF$: definida en la lista NLEFF.

PT : Potencia térmica disponible en el fluido de trabajo a la entrada de la turbina.

$\lambda=0.8$.

- **Coste de las bombas y conductos:** $CC_{B\&C} = \beta \times (THT + D)$, donde:

$\beta=2.1 \cdot 10^3$ €/m, es el coste de referencia por metro de altura de torre.

D : Distancia del eje de la torre al bloque de potencia (m).

- **Coste de la instrumentación y control:** $CC_{I\&C} = IC_{REF} \left(\frac{PT}{PT_{REF}} \right)^\omega$

$IC_{REF}=234.4 \cdot 10^3$ €, coste de la instrumentación y control de una planta de referencia.

$PT_{REF}=21.44$ MWt, potencia térmica disponible a la entrada de la turbina en la planta de referencia.

PT : Potencia térmica disponible a la entrada de la turbina en la planta a evaluar.

$\omega=0.7$.

- **Costes fijos:** son costes relacionados a otras construcciones y equipos auxiliares en la planta, se calculan a partir de los de una planta de referencia como sigue:

$$CC_F = CF_{REF} \times \left(\frac{PE}{PE_{REF}} \right), \text{ donde:}$$

$CF_{REF}=1.2 \cdot 10^6$ €, coste para una planta de referencia.

$PEREF=10$ MW, potencia eléctrica de la planta de referencia.

PE : Potencia eléctrica de la planta evaluada.

- **Coste del sistema de almacenamiento térmico:** Al no considerar almacenamiento ($SMULT=1$), se considerará su coste como nulo, así como el de los intercambiadores de calor asociados.

Lista de Variables NLECON:

Como ya se ha comentado, WinDelsol elige como configuración óptima de una planta, aquella que cumpliendo con las especificaciones y restricciones de diseño presenta un menor LEC, el cuál se definió en el apartado 3.1. Para el cálculo del LEC además de especificar los costes de los equipos (en la lista NLCOST), es necesario especificar las siguientes variables económicas:

CONT=0.1, indica las contingencias, expresadas como una fracción del coste total (CC_{TOTAL}), siendo éste igual a la suma del coste de todos los equipos e instalaciones.

SPTS=0.01, indica la inversión en repuestos, expresada como una fracción del coste total.

EXT=0.1, gastos extraordinarios en consultoras y servicios varios, expresados como fracción del coste total.

ESC=0.04, índice de subida de precios en el período de construcción.

RINF=0.03, índice de inflación general

NYTCON=1, número de años de construcción de la planta.

AFDC=0.10, interés del capital prestado durante la construcción.

FCR=0.125, Tasa a pagar anualmente referente a costes fijos.

DISRT=0.08, tasa de descuento.

TR=0.35, impuesto sobre beneficios.

PTI=0.01, otros impuestos y seguros, expresados como una fracción del coste total.

FDEBT=0.8, fracción prestada del capital total.

RDEBT=0.06, interés de la deuda.

IDEP=1, depreciación de la planta de tipo lineal.

NDEP=15, número de años de depreciación de la planta.

NYOP=25, número de años de operación de la planta.

RHOM=0.015, gastos de operación y mantenimiento del campo de heliostatos, expresados como una fracción del coste total.

RNHOM=0.015, gastos de operación y mantenimiento de la planta (excluyendo el campo de heliostatos) expresados como una fracción del coste total.

A partir de las variables económicas anteriores, WinDelsol calcula el LEC de la siguiente forma [5]:

1) A partir del coste total de equipos e instalaciones, la inversión total una vez construida la planta será:

$$CC_{ST_UP} = CC_{TOTAL} (1 + CONT + SPTS + EXT)(1 + AFDC)(1 + ESC)^{NYTCON}, \quad y \quad en$$

$$moneda \text{ corriente} : CC_{ST_UP,corr} = \frac{CC_{ST_UP}}{(1 + RINF)^{NTCON}}.$$

2) La tasa a pagar anualmente se calcula como: $FCR = PTI + \frac{1 - (ITR \times DEP)}{(1 - ITR) \times FDIS}$,

$$donde: DEP = \sum_{y=1}^{NDEP} \frac{(1/NDEP)}{(1 + RDIS)^y} \quad y \quad FDIS = \sum_{y=1}^{NYOP} \frac{1}{(1 + RDIS)^y}.$$

3) Los costes anualizados de operación y mantenimiento se calculan como:

$$O \& M_{iLEV} = \frac{O \& M_i \times \sum_{y=1}^{NYOP} \frac{(1 + RINF)^y}{(1 + RDIS)^y}}{\sum_{y=1}^{NYOP} \frac{1}{(1 + RDIS)^y}}, \quad \text{donde } O\&M_i \text{ son los costes de operación y}$$

mantenimiento del campo de heliostatos ($RHOM$) y del resto de la planta ($RNHOM$).

4) Por último, el LEC se calcula de la siguiente forma:

$$LEC = \frac{(FCR \times CC_{ST_UP}) + (O \& M_{H,LEV} \times CC_{ST_UP,H}) + (O \& M_{P,LEV} \times CC_{ST_UP,P})}{AKWh}$$

Donde: $O\&M_{H,LEV}$ y $O\&M_{P,LEV}$ son los costes anualizados de operación y mantenimiento del campo de heliostatos y del resto de la planta respectivamente, y $AKWh$ es la energía eléctrica producida anualmente.

5.1.2 Planta de 20 MW con Dos Campos Solares Independientes

La metodología a seguir consiste en realizar la optimización de ambos campos de manera independiente, aunque teniendo en cuenta las restricciones de terreno a imponer para que los campos de heliostatos no se superpongan y teniendo en cuenta que los receptores deben quedar en cotas de la torre compatibles.

Dependiendo de la posición relativa de los dos campos, existen dos posibilidades:

1) Campo del evaporador situado en la zona más cercana a la torre (campo 1 en la Figura 4.2) y campo del sobrecalentador a continuación del anterior (campo 2 en la Figura 4.2):

En este caso se resolverá en primer lugar el problema del campo del evaporador, para lo cual resolveremos el problema en WinDelsol varias veces cambiando simultáneamente dos variables, $RADMAX$ y W , dentro de un determinado rango de valores (ya se comentó en el apartado anterior que WinDelsol sólo permite optimizar de una sola vez las variables THT , RX , RY y H). De esta forma se obtendrá una tabla con los resultados devueltos por WinDelsol para cada valor de $RADMAX$ y W , tabla que posteriormente se analizará junto con una similar obtenida para el campo del sobrecalentador, para determinar la configuración óptima y compatible para el campo global.

En la carta de entrada para la optimización del campo del evaporador, además de ir especificando los valores correspondientes de $RADMAX$ y W , se especificarán las siguientes variables:

REFTHP=42E6, potencia térmica que debe llegar al evaporador.

POPTMN=POPTMX=14E6, ésta sería la potencia eléctrica que produciría una hipotética planta compuesta únicamente por el campo del evaporador.

El resto de variables permanecerán igual que en la carta de entrada del apartado 5.1.1.

Para el campo del sobrecalentador se actuará de forma similar que para el campo del evaporador, pero en lugar de ir variando junto a W , la variable $RADMAX$, ésta se dejará constante y se irá variando la variable $RADMIN$, obteniendo de esta forma una tabla con los valores devueltos por WinDelsol para cada valor de W y $RADMIN$.

Además en la carta de entrada para la optimización del campo del evaporador habrá que especificar las variables:

REFTHP=21E6, potencia térmica que debe llegar al sobrecalentador.

POPTMN=POPTMX=7E6, ésta sería la potencia eléctrica que produciría una hipotética planta compuesta únicamente por el campo del sobrecalentador.

Quedando el resto de variables de la carta de entrada igual que en el apartado 5.1.1.

2) Campo del sobrecalentador situado en la parte más cercana a la torre (campo 1 en la Figura 4.2) y campo del evaporador a continuación del anterior (campo 2 en la Figura 4.2):

En este caso se actuará de forma inversa al caso anterior, es decir se resolverá el problema de optimización del campo del sobrecalentador para diferentes valores de $RADMAX$ y W , especificando además las variables $REFTHP=21E6$, $POPTMN=POPTMX=7E6$. Y el problema de optimización del campo del evaporador se resolverá para diferentes valores de $RADMIN$ y W , con las variables $REFTHP=42E6$, $POPTMN=POPTMX=14E6$.

5.2 Resultados Obtenidos

5.2.1 Planta de 20 MW con un Único Receptor y Campo Norte de Heliostatos

Para este caso la variable que determina la profundidad del receptor, W , se tuvo que situar en un valor $W=16$, puesto que para valores por debajo del anterior, el flujo máximo en el receptor, para la estrategia de apunte definida en la lista de variables REC, superaba el máximo establecido en el punto diseño (690 W/m^2).

Los resultados devueltos por WinDelsol se resumen en la siguiente tabla:

Altura de torre (THT, en m)	97.22
Nº de heliostatos	802
Terreno (km^2)	0.459
Dimensión horizontal de apertura (RX, en m)	11.11
Dimensión vertical de apertura (RY, en m)	5.56
Radio superficie absorbente ($RWCAV*W$, en m)	7.2
Altura superficie absorbente (H, en m)	7.144
Flujo máximo en el receptor (kW/m^2)	640

Tabla 5.1- Resultados de la optimización para una planta de 20 MW con un único receptor

Como ya se comentó en el apartado 4.1, el empleo de un único receptor cuando el fluido de trabajo es vapor sobrecalentado, conlleva numerosos problemas de control por los picos de flujo que se producen en el receptor. Por tanto los resultados mostrados en la Tabla 5.1 sirven únicamente para obtener un orden de magnitud de las dimensiones que puede tener la planta formada por dos campos solares independientes.

En la estrategia de optimización para una hipotética planta de 20 MW de potencia eléctrica con un único receptor, el cuál tendría que recibir unos 63 MW de potencia térmica, en lugar de proponer un campo Norte de heliostatos, sería más conveniente

proponer un campo circundante, debido al nivel de potencia térmica que debe llegar al receptor, pero se propone el campo Norte (cuya distribución de heliostatos obtenida con WinDelsol se muestra en la Figura 5.5) precisamente para obtener los comentados valores orientativos de cara a optimizar la planta con los dos campos solares independientes.

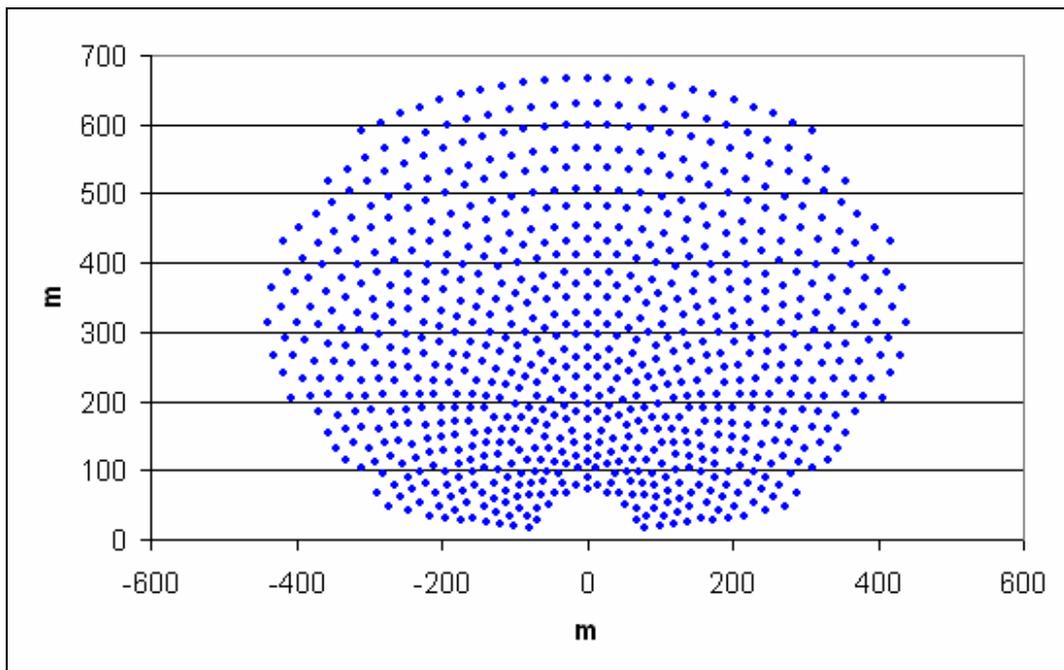


Figura 5.5- Distribución del campo de heliostatos propuesta por WinDelsol para una planta de 20 MW con un único receptor

Al simular en WinDelsol el campo anterior, en el que la torre estaría situada en la coordenada (0,0), los niveles de potencia térmica en el receptor y en el fluido de trabajo, y por tanto el nivel de potencia eléctrica, no alcanzan los niveles especificados en el diseño (63 MW en el receptor, 57.72 MW en el fluido de trabajo y 20 MW de potencia eléctrica) . En concreto para el campo compuesto por los 802 heliostatos de la Figura 5.5, la simulación devuelve los siguientes resultados:

Potencia térmica en el receptor: 54.95 MW

Potencia térmica en el fluido de trabajo: 52.27 MW

Potencia eléctrica producida: 18.1 MW

La solución para alcanzar los niveles deseados de potencia es añadir más heliostatos al campo propuesto por WinDelsol. Se comprueba, añadiendo diferentes números de heliostatos y simulando posteriormente, que para alcanzar dichos niveles de potencia habría que añadir 150 heliostatos al campo anterior. Es decir que el número total de heliostatos que tendría la planta con un único receptor y configuración de campo Norte para producir 20 MW de potencia eléctrica sería: 952 heliostatos. Esto haría que el flujo máximo en el receptor, que para 802 heliostatos era de 640 kW/m^2 , se viera sensiblemente aumentado, pudiendo superar el límite de flujo establecido en el receptor (690 kW/m^2).

5.2.2 Planta de 20 MW con Dos Campos Solares Independientes con el Campo del Evaporador en la Zona más Cercana a la Torre

El proceso de obtención de la planta óptima se realiza en tres partes. En primer lugar se realiza la optimización del campo del evaporador, en segundo lugar se realiza la optimización del campo del sobrecalentador (teniendo en cuenta los resultados obtenidos para el caso del evaporador), y por último se realiza la composición del campo global de la planta teniendo en cuenta los resultados obtenidos en los procesos de optimización anteriores.

A continuación se describen los resultados obtenidos en cada parte del proceso:

1) Optimización del campo del evaporador: el problema de optimización del campo del evaporador se resuelve para diferentes valores de las variables $RADMAX$ y W , en concreto se resuelve el problema para el intervalo de valores de $RADMAX$ de 5 a 7 con paso 0.5, y para un valor $W=13$, porque se comprueba que es el mínimo valor de W que hace que el flujo máximo en el receptor esté por debajo del límite máximo permitido para cada valor de $RADMAX$.

En la Tabla 5.2 se muestran para cada valor de $RADMAX$ propuesto, los valores de altura de torre (THT), el número de heliostatos y el LEC, obtenidos con WinDelsol:

W (m)	RADMAX	THT (m)	Nº Heliostatos	LEC (€/kWh)
13	5	97.78	561	0.2745
	5.5	91.11	559	0.2727
	6	87.78	561	0.2711
	6.5	84.44	564	0.2702
	7	81.11	568	0.2695

Tabla 5.2- Resultados de la optimización del campo del evaporador para diferentes valores de RADMAX

En la tabla anterior se han marcado las filas que representan a los campos solares con mejor rendimiento (lo cuál se refleja en LEC más bajos), además se comprueba que al simular el campo de heliostatos propuesto por WinDelsol para los casos marcados, se cumple la especificación de potencia térmica requerida en el fluido de trabajo (38.6 MW) para el número de heliostatos que aparece en la Tabla 5.2, cosa que no ocurre para los otros tres casos de dicha tabla, en los que habría que añadir heliostatos al campo propuesto por WinDelsol para alcanzar los niveles de potencia térmica requeridos.

Por tanto a priori los dos casos marcados en la Tabla 5.2 son los más interesantes para el campo del evaporador, eligiendo uno u otro como definitivo para la planta global en función del acoplamiento que tenga con el campo del sobrecalentador, el cuál pasa a analizarse a continuación.

2) Optimización campo del sobrecalentador: el problema de optimización del campo del sobrecalentador se resuelve teniendo en cuenta los resultados obtenidos para el campo del evaporador. En concreto se resuelve el problema para los valores de *RADMIN* de 6.5 y 7 y para el intervalo de valores de *W* de 7 a 10 con paso 1, y manteniendo el valor de *RADMAX=14*.

En la Tabla 5.3 se muestra para cada valor de *RADMIN* y *W*, los valores de altura de torre (*THT*), el número de heliostatos y el LEC, obtenidos con WinDelsol. En dicha tabla se puede observar que los resultados que ofrecen un mejor LEC, para los dos

valores de $RADMIN$ propuestos, son los correspondientes a los valores de W de 10 y 11 metros.

3) Composición del campo global: a la hora de componer el campo global con los valores obtenidos en las tablas 5.2 y 5.3, se comprueba que la situación más favorable (y con mejor rendimiento global) para evitar la superposición de los campos de heliostatos se da para el caso en que $RADMAX=6.5$ para el campo del evaporador y $RADMIN=7$ para el campo del sobrecalentador. Aún así se puede apreciar en la Figura 5.6 la superposición de la opción representada. Por lo que se aumenta el valor de $RADMIN$ a 7.25 para el campo del sobrecalentador, manteniendo $W=11$, obteniendo los resultados indicados en la Tabla 5.4.

RADMAX	W (m)	THT (m)	Nº Heliostatos	LEC (€kWh)
6.5	7	71.67	475	0.4513
	8	67.78	414	0.4255
	9	66.67	400	0.4195
	10	65.56	383	0.4167
	11	64.44	383	0.4191
7	7	76.67	547	0.4875
	8	73.33	474	0.4629
	9	68.89	414	0.4364
	10	68.89	397	0.4336
	11	67.78	389	0.4335

Tabla 5.3- Resultados de la optimización del campo del sobrecalentador para diferentes valores de $RADMIN$ y W

RADMIN	W (m)	THT (m)	Nº Heliostatos	LEC (€kWh)
7.25	11	69.44	408	0.4432

Tabla 5.4- Resultados de la optimización del campo del sobrecalentador para $RADMIN=7.25$ y $W=11$

El campo global formado por el campo del evaporador de la Figura 5.6 y el campo del sobrecalentador definido por la Tabla 5.4, se representa en la Figura 5.7.

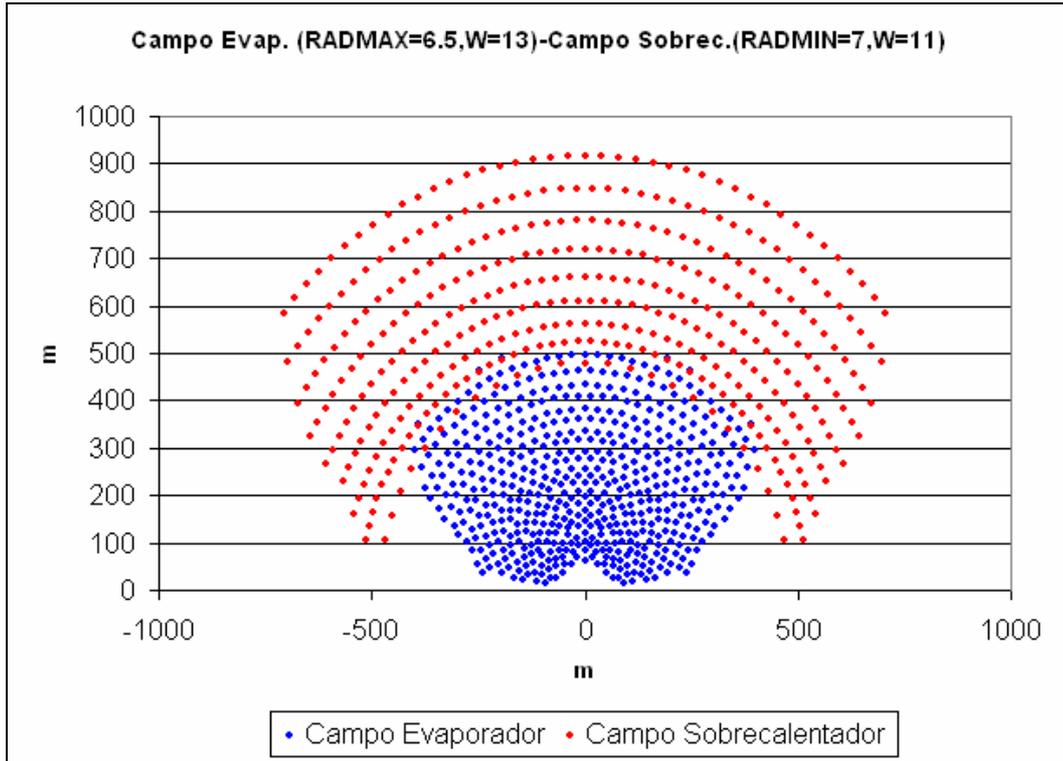


Figura 5.6- Distribución del campo de heliostatos global para el caso indicado

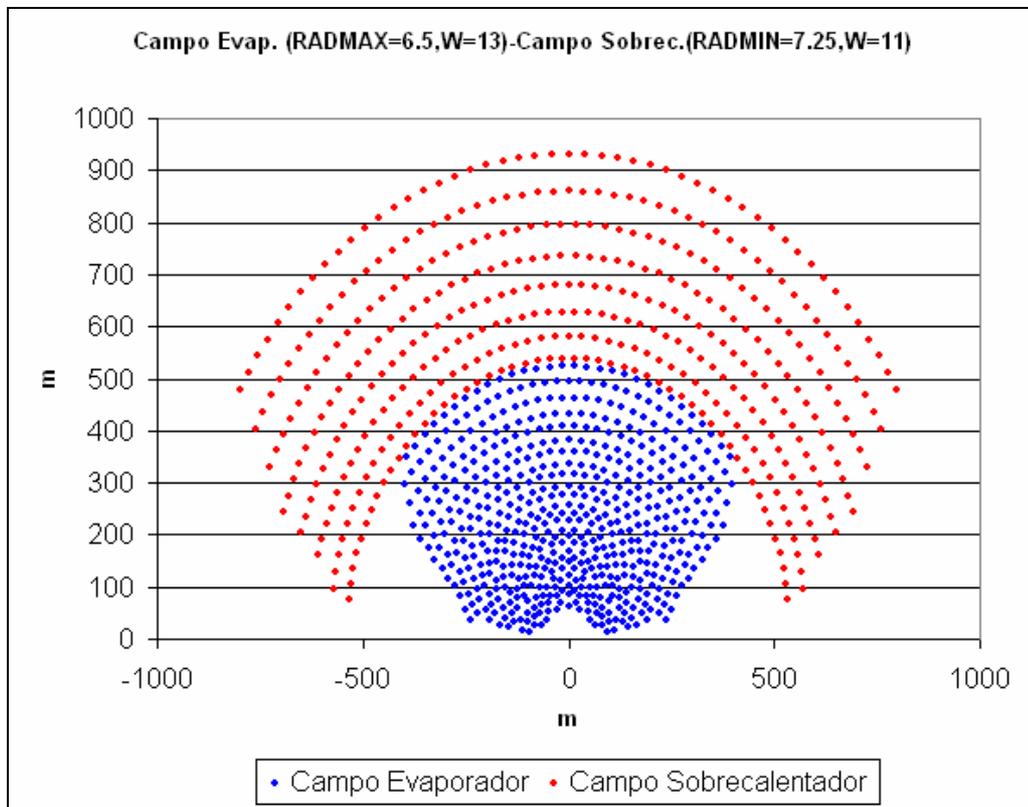


Figura 5.7- Distribución del campo de heliostatos global para el caso indicado

Respecto al campo del sobrecalentador de la figura anterior hay que comentar que se han añadido 6 heliostatos más a los 408 propuestos por WinDelsol para cumplir con el nivel de potencia térmica requerida. Como se puede apreciar en este caso los campos de heliostatos de evaporador y sobrecalentador no se superponen, aunque la distancia entre ambos campos es demasiado pequeña (en concreto entre la última fila del campo del evaporador y la primera fila del campo del sobrecalentador existen 14.75 metros) como para que cuando los heliostatos se encuentren en posición horizontal, pueda circular un vehículo entre ambas filas de heliostatos. Para aumentar la distancia entre ambos campos se eleva la posición del sobrecalentador en la torre, situándolo en una cota de $THT=75\text{ m}$ (manteniendo el valor de $RADMIN=7.25$ y $W=11$). Para $THT=75\text{ m}$ (cota compatible con la del evaporador que es de 84.44 m), el número de heliostatos necesario para cumplir con los requisitos de potencia térmica es de 419 heliostatos. El campo global resultante se muestra en la Figura 5.8.

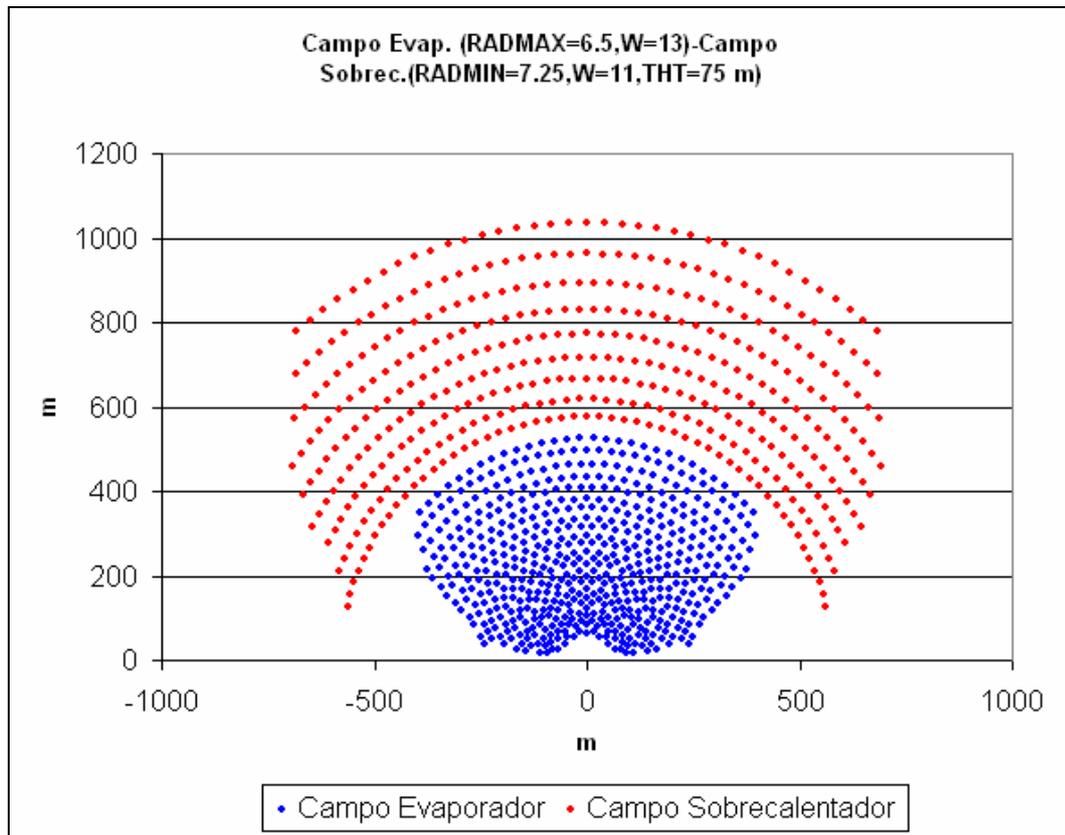


Figura 5.8- Distribución del campo de heliostatos global para el caso indicado

La distancia entre los campos del evaporador y del sobrecalentador en la Figura 5.8 es de aproximadamente 51 m, distancia que puede considerarse como válida.

Por tanto para el caso estudiado en este apartado en el que el campo del evaporador está en la parte más cercana a la torre, se considera como solución más adecuada la representada en la Figura 5.8 y cuyos parámetros principales se resumen en la Tabla 5.5. Los valores de potencia térmica mostrados en dicha tabla, son valores en el punto de diseño tras realizar la simulación de cada campo de heliostatos. Por otro lado el flujo máximo en cada receptor también está calculado por WinDelsol para el punto de diseño (día Juliano=81 y hora solar=0). El comportamiento óptico anual de cada campo de heliostatos, el balance energético anual y las distribuciones de flujo y el esquema detallado de los receptores se muestran en el Anexo I.

El coste total de la planta se detalla en la Tabla 5.6, en la que se indica el coste de los diferentes componentes de la planta, así como su peso en el coste total de la misma.

	Evaporador	Sobrecalentador	Total
Altura de torre (THT, m)	84.44	75	84.44
Campo de heliostatos	564	419	983
Terreno (km²)	0.32	0.753	1.073
Potencia térmica que llega al receptor (MW)	40.603	20.945	
Rendimiento del receptor	0.9521	0.9122	
Potencia térmica disponible en el fluido de trabajo antes de entrar en la turbina (MW)	38.658	19.106	
Producción eléctrica anual (GWh)			30.909
Flujo máximo en el receptor (kW/m²)	671	379	

Tabla 5.5- Parámetros principales de la planta

Respecto a la Tabla anterior comentar que en el valor de la producción eléctrica anual (30.909 GWh) se han tenido en cuenta las pérdidas parásitas no operacionales, puesto que es el valor que WinDelsol considera como producción eléctrica anual en el cálculo del LEC.

Parte	Inversión total (€)	% sobre el total
Campo heliostatos	17 053 951.18	39.71
Cableado	817 000.00	1.90
Terreno	1 931 400.00	4.50
Torre	1 175 599.68	2.74
Receptores	6 854 591.64	15.96
Sistema prod. potencia	12 020 747.42	27.99
Bomba y conductos	198 324.00	0.46
Inst.&Control	489 900.00	1.14
costes fijos	2 404 000.00	5.60
Total	42 945 513.92	100

Tabla 5.6- Coste de la planta detallado por partes

Por último en la Tabla 5.7 se detalla la inversión total a realizar, así como el LEC global de la planta (calculado de la misma forma que lo hace WinDelsol), teniendo en cuenta las variables definidas en la lista *NLECON* del apartado 5.1.1. En dicha tabla la inversión total viene dada por *CC_ST_UP*, y *CC_ST_UPmc* en moneda corriente.

Contingencias	0.1
Repuestos	0.01
Extras	0.1
Aumento de precios en la construcción	0.04
Inflación general	0.03
Años de construcción	1
Tipo de interés en la construcción	0.1
CC_ST_UP (€)	59 446 898.19
CC_ST_UPmc (€)	57 715 435.14
FCR	0.125
O&M actualizado	0.0201
Producción eléctrica (kWh)	30909000
LEC (€/kWh)	0.279
LECmc (€/kWh)	0.271

Tabla 5.7- Inversión total y LEC global de la planta

5.2.3 Planta de 20 MW con Dos Campos Solares Independientes con el Campo del Sobrecalentador en la Zona más Cercana a la Torre

El proceso de obtención de la planta óptima se realiza en las tres partes indicadas en el apartado 5.2.2, obteniendo para cada parte del proceso los siguientes resultados:

1) Optimización del campo del evaporador: en este caso se optimiza el campo del evaporador para diferentes valores de las variables $RADMIN$ y W , en concreto se resuelve el problema para el intervalo de valores de $RADMIN$ de 4 a 5 con paso 0.5, y para el intervalo de W de 11 a 13 con paso 1 (para valores de W menores a 11, el flujo máximo en el receptor supera el límite establecido), y manteniendo el valor de $RADMAX=15$.

Los valores obtenidos se muestran en la Tabla 5.8, en la que se puede observar que los resultados con mejor LEC (valores que se han resaltado) se dan para $W=11$ y $W=12$ para cada valor de $RADMIN$.

RADMIN	W (m)	THT (m)	Nº Heliostatos	LEC (€/kWh)
4	11	88.89	627	0.281
	12	86.67	623	0.2813
	13	86.67	629	0.2828
4.5	11	88.89	666	0.2887
	12	86.67	659	0.2886
	13	86.67	633	0.2891
5	11	88.89	686	0.2976
	12	86.67	670	0.2964
	13	86.67	667	0.2966

Tabla 5.8- Resultados de la optimización del campo del evaporador para diferentes valores de $RADMIN$ y W

2) **Optimización del campo del sobrecalentador:** teniendo en cuenta los resultados obtenidos para el campo del evaporador se resuelve el problema del sobrecalentador para el intervalo de valores de *RADMAX* de 4 a 5 con paso 0.5 y para los valores de *W* de 9 y 10 (para valores de *W* menores a 9, el flujo máximo en el receptor supera el límite establecido). En la siguiente tabla se pueden observar los resultados obtenidos:

RADMAX	W (m)	THT (m)	Nº Heliostatos	LEC (€/kWh)
4	9	83.33	283	0.364
	10	83.33	284	0.3725
4.5	9	76.67	284	0.3605
	10	78.33	284	0.3674
5	9	72.22	284	0.3563
	10	71.67	286	0.3637

Tabla 5.9- Resultados de la optimización del campo del sobrecalentador para diferentes valores de *RADMAX* y *W*

En la tabla se han resaltado los valores que presentan menor *LEC* para cada valor de *RADMAX*.

3) **Composición del campo global:** teniendo en cuenta los valores obtenidos en las Tablas 5.8 y 5.9, se elige como campo del evaporador el caso óptimo (para *RADMIN*= 4 y *W*= 11) añadiendo 14 heliostatos a los 627 propuestos por WinDelsol, para alcanzar el nivel de potencia térmica requerida en el fluido de trabajo antes de entrar en la turbina (38.6 MW). Y para el campo del sobrecalentador se toma el caso en que *RADMAX*=4.5 (puesto que para *RADMAX*=4 existe incompatibilidad con la cota a la que se sitúa el evaporador, y para *RADMAX*=5 existe incompatibilidad por superposición entre el campo del evaporador y el del sobrecalentador), y *W*=9, por presentar mejor *LEC* que *W*=10.

Al simular el campo del sobrecalentador con *RADMAX*=4.5 y *W*=9, se comprueba que no se alcanza el nivel de potencia térmica requerida en el fluido de trabajo (19.06 MW), aún añadiendo todos los heliostatos posibles en el terreno disponible. La altura de torre

propuesta por WinDelsol para este caso es 76.67 m, por lo que para aumentar la densidad de heliostatos en el terreno disponible se prueba a resolver el problema forzando que la altura de torre sea menor, en concreto se propone una altura de 74 m, resultando en este caso que al simular sí se alcanza el nivel de potencia térmica requerida en el fluido de trabajo, esto es así ya que en este caso al disminuir la altura de torre propuesta por WinDelsol, se ha mejorado el rendimiento global del campo, lo que se refleja en un mejor *LEC*, tal como se puede apreciar en la Tabla 5.10.

RADMIN	W (m)	THT (m)	Nº Heliostatos	LEC (€/kWh)
4.5	9	74	279	0.3571

Tabla 5.10- Resultados de la optimización del campo del sobrecalentador para RADMIN=4.5, W=11 m y THT=74 m

El campo global de heliostatos se representa en la Figura 5.9, siendo la distancia entre los dos campos de heliostatos de unos 41 metros. En lo que se refiere a la compatibilidad en las cotas a las que se sitúan los receptores, se comprueba que la cota inferior del evaporador es de 85.39 m, y la cota superior del sobrecalentador es de 78.396 m, por lo que se sitúan en cotas compatibles. El comportamiento óptico anual de cada campo de heliostatos, el balance energético anual y las distribuciones de flujo y el esquema detallado de los receptores se muestran en el Anexo II.

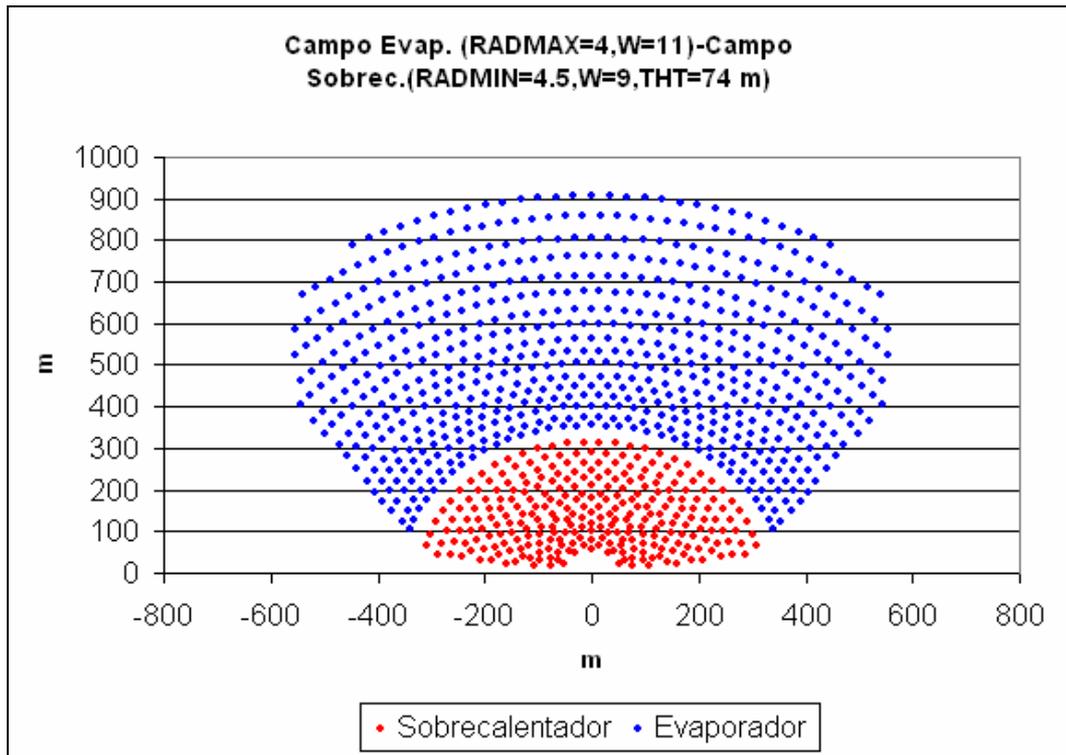


Figura 5.9- Distribución del campo de heliostatos global para el caso indicado

Los parámetros principales de la planta cuyo campo de heliostatos se representa en la figura anterior, se resumen en la Tabla 5.11. Los valores de potencia térmica mostrados en dicha tabla, son valores en el punto de diseño tras realizar la simulación de cada campo de heliostatos. Por otro lado el flujo máximo en cada receptor también está calculado por WinDelsol para el punto de diseño (día Juliano=81 y hora solar=0).

El coste total de la planta se detalla en la Tabla 5.12, en la que se indica el coste de los diferentes componentes de la planta, así como su peso en el coste total de la misma.

Por último en la Tabla 5.13 se detalla la inversión total a realizar, así como el LEC global de la planta (calculados de la misma forma que en el apartado anterior).

	Evaporador	Sobrecalentador	Total
Altura de torre (THT, m)	88.89	74	88.89
Campo de heliostatos	641	279	920
Terreno (km ²)	0.631	0.135	0.766
Potencia térmica que llega al receptor (MW)	41.262	20.194	
Rendimiento del receptor	0.9377	0.9484	
Potencia térmica disponible en el fluido de trabajo antes de entrar en la turbina (MW)	38.694	19.152	
Producción eléctrica anual (GWh)			31.052
Flujo máximo en el receptor (kW/m ²)	691	645	

Tabla 5.11- Parámetros principales de la planta

Como se puede observar en al Tabla 5.11 el flujo máximo en el evaporador supera ligeramente el flujo máximo establecido (690 kW/m²), pero se puede tomar dicho resultado como válido. Respecto a la Tabla anterior comentar además que en el valor de la producción eléctrica anual (31.052 GWh) se han tenido en cuenta las pérdidas parásitas no operacionales, puesto que es el valor que WinDelsol considera como producción eléctrica anual en el cálculo del LEC.

Parte	Inversión total (€)	% sobre el total
Campo heliostatos	15 983 010.47	39.72
Cableado	742 600.00	1.85
Terreno	1 378 800.00	3.43
Torre	1 210 359.72	3.01
Receptores	5 796 910.83	14.41
Sistema prod. potencia	12 020 747.42	29.88
Bomba y conductos	207 669.00	0.52
Inst.&Control	490 400.00	1.22
costes fijos	2 404 000.00	5.97
Total	40 234 497.44	100

Tabla 5.12- Coste de la planta detallado por partes

Contingencias	0.1
Repuestos	0.01
Extras	0.1
Aumento de precios en la construcción	0.04
Inflación general	0.03
Años de construcción	1
Tipo de interés en la construcción	0.1
CC_ST_UP (€)	55 694 200.74
CC_ST_UPmc (€)	54 072 039.55
FCR	0.125
O&M actualizado	0.0201
Producción eléctrica (kWh)	31052000
LEC (€/kWh)	0.260
LECMc (€/kWh)	0.253

Tabla 5.13- Inversión total y LEC global de la planta

5.3 Análisis de los Resultados Obtenidos

Tras analizar los resultados obtenidos en las optimizaciones para las diferentes configuraciones propuestas para la planta objeto de estudio, se concluye que la configuración más adecuada es la obtenida en el apartado 5.2.3, es decir la configuración en la que el campo del evaporador está más alejado de la torre que el campo del sobrecalentador. El hecho de que sea esta configuración la óptima se ve reflejado en su menor valor del LEC (calculado según el método propuesto por WinDelsol) respecto al obtenido en la configuración con el campo del evaporador en la parte delantera del campo global (ver tablas 5.7 y 5.13).