

APLICACIONES Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

➤ **Resumen:**

En este Capítulo se resuelven varios ejemplos de aplicación real, con el programa expuesto anteriormente. En concreto, se realizará la optimización de varios sistemas de receptor central con una potencia de diseño sobre el receptor prefijada.

El objetivo principal es realizar un **estudio paramétrico en función del grado de inclinación que pueda presentar la parcela** donde se vaya a ubicar la planta y así encontrar la pendiente del terreno que optimiza la relación **coste/energía (que denominaremos parámetro de optimización)** de una instalación dada, ya que ello nos dará una idea del mejor rendimiento óptico de ésta.

El coste tal y como se ha modelado en el programa, varía en cada optimización con el número de helióstatos y la altura de la torre, ya que los otros elementos que se han incluido para el cálculo del coste total, el coste del receptor y el coste del terreno, se mantienen constantes en el proceso de optimización, puesto que tanto el área del receptor, como la del terreno se consideran fijas.

Es importante señalar que el coste resultante, no es el coste total de la planta. La idea que se ha seguido es incluir en él sólo factores que influyan en el rendimiento óptico, y cómo se puede minimizar el coste debido a estas pérdidas, lo cual incidirá de manera indirecta en el coste total puesto que mejorar el rendimiento de captación de la radiación redundará en un mejor aprovechamiento de todos los equipos; lo que hay que dejar claro es que los costes del sistema de control, del sistema de generación de potencia y demás elementos auxiliares no se cuantifican en el coste optimizado.

Así pues, la variable optimizada no puede considerarse en rigor como un coste, en el sentido en que se emplea habitualmente este concepto, que incluye muchos más factores incluso la amortización de la inversión. Sin embargo, estos factores no influyen directamente en el comportamiento del campo colector y por ello no se ha considerado imprescindible tenerlos en cuenta.

Las dos primeras aplicaciones que se presentan tienen como fin ilustrar este objetivo principal del estudio paramétrico de la inclinación del terreno. En la **Aplicación 1**, se realizará la optimización de una planta de **25 MW**, en una parcela dada rectangular. En la **Aplicación 2** se desarrolla el proceso con los mismos datos de diseño y con la misma parcela exactamente, pero para una potencia de diseño de **50 MW**

La forma del terreno se modela como un cono o como un plano, presentándose dos conjuntos de resultados. (Esta cuestión ha sido convenientemente presentada y explicada en el Capítulo 1, apartado 1.2, pag 3, del presente proyecto).

Para modelar las distintas inclinaciones se asignan diferentes ángulos que barren un amplio intervalo de valores, desarrollándose el estudio y análisis de las tendencias que se presentan para obtener conclusiones de los resultados obtenidos.

El otro objetivo mencionado en el proyecto es la **optimización en parcelas irregulares no simétricas**, puesto que esto ha sido una limitación en otros códigos de optimización, por ejemplo DELSOL, en los que generar campos de helióstatos no simétricos es una tarea bastante complicada. Para ilustrar esta capacidad se presenta la **Aplicación 3** en la que se realiza la optimización con los mismos datos que los ejemplos anteriores salvo la parcela que se tomará una irregular, no simétrica, y la potencia de diseño que se fija en **15 MW**.

También se prueban en este ejemplo distintas inclinaciones, para concluir también cual de ellas minimiza la relación coste/potencia o **parámetro de optimización**.

Aunque esta parcela ya no sea exactamente igual que la de las dos aplicaciones anteriores se utilizará también para analizar la tendencia que siguen los resultados con el cambio del punto de diseño.

En cuanto a los datos utilizados en esta optimización tenemos que:

→ La localización es dada mediante una latitud intermedia (37°N), ni cercana a los polos, ni al ecuador.

→ La potencia de diseño se fija en tres valores distintos (15MW, 25MW, 50MW) arbitrarios, pero de un orden de magnitud significativo, con esto se quiere decir que son valores pequeños para plantas de potencia convencionales, pero bastante grandes en comparación con los de la actuales instalaciones solares que se han limitado a potencias pequeñas en el funcionamiento no experimental.

→ La configuración del campo es Norte, puesto que en principio el método de mallado estaba limitado a esta configuración, pero se ha generalizado pudiendo aplicarse a configuraciones de campos circulares. Al tomar campo Norte el receptor queda fijado como de cavidad o externo plano; se ha modelado como este último.

→ El punto de diseño elegido ha sido el mediodía del equinoccio de primavera, (21 de Marzo). Esta elección se ha tomado por ser el momento de mayor insolación dentro del periodo recomendado para los campos Norte, con lo que se intenta captar el máximo de energía, dentro de lo que es este punto de diseño.

→ Otras variables habituales en la optimización de CRS, no se han determinado puesto que quedan fuera del ámbito de la optimización del Proyecto y no son imprescindibles para el diseño y cálculo de la disposición del campo.

La estructura del Capítulo es la siguiente:

- En el apartado 4.1 se presentan las aplicaciones y resultados obtenidos. Estos últimos se completan con los ficheros de datos de salida del programa que se presentan completos en formato informático y que se comentan en el *Anexo III* y con distintas figuras resultantes de la ejecución del programa que se adjuntan en el *Anexo II*; en el apartado 4.1 en cuestión se presenta un extracto de estos resultados, que son la base de las conclusiones obtenidas.

- En el apartado 4.2 se efectúa una comparación con otro código de optimización

- En el apartado 4.3 se resumen los resultados obtenidos.

4.1) Aplicaciones y resultados .

Aplicación 1

Se trata de una parcela rectangular y simétrica respecto a la situación de la torre (ver **Figura 4.1**) y la potencia de la planta se fija en **25 MW**.

Datos

Intervalo de optimización de torre: **60m-125m**

Intervalo de optimización de ángulo de receptor: **0°-50°**

Potencia en el punto de diseño: **25 MW**

Día del punto de diseño: **81**

Hora del punto de diseño: **12**

Latitud: **37.22°**

Radiación solar incidente: **0.869 kW/m²**

Flujo medio en el receptor: **600 kW/m²**

Área del receptor: **41.67m²**

Radio del receptor: **3.64m**

Altura del helióstato: **8.87m**

Anchura del helióstato: **6.65m**

Altura del pedestal: **5m**

Radio de la torre: **10m**

Desviación típica para el cálculo de las pérdidas por *spillage*: **2.9 miliradianes**

Geometría de la parcela en metros: **X=[-350 350 -350 350]**
Y=[0 0 -500 -500]

Área de la parcela: **350.000 m²**

Días y horas para el cálculo de las medias anuales: **Ndays= [354 35 81 126 172]**
Nhours=[9 10 11 12 13 14 15]

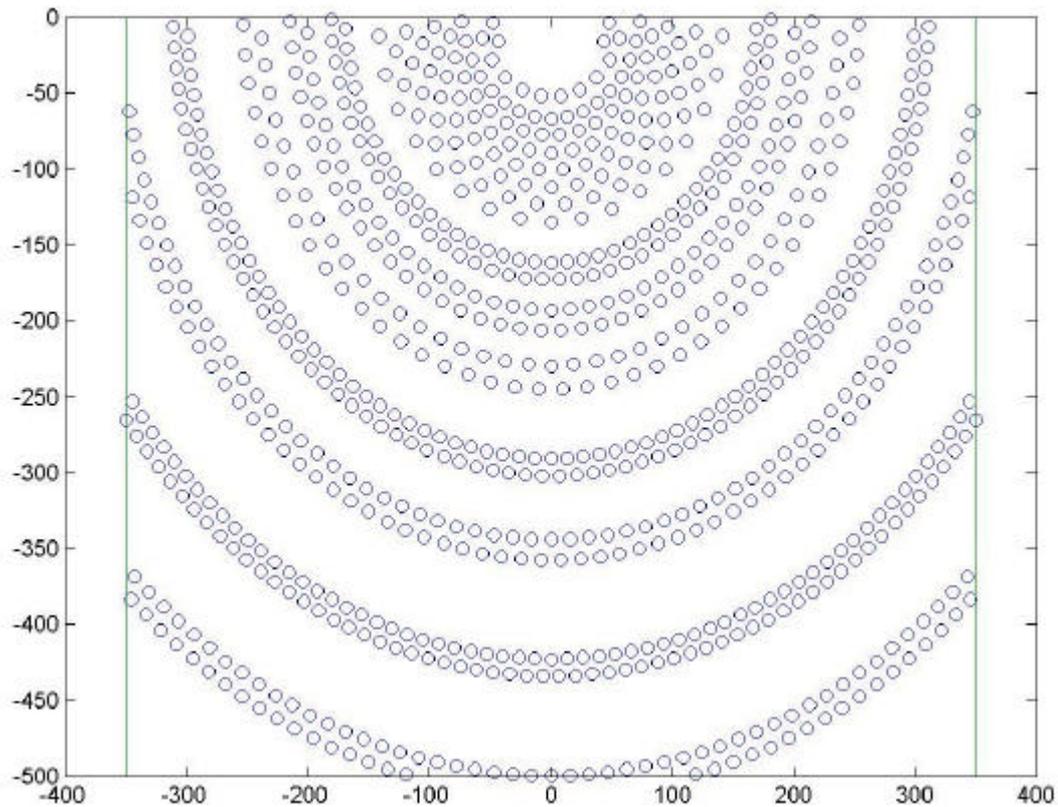


Figura 4.1: Geometría de la parcela (en verde) y disposición de los helióstatos (círculos en azul) en la horizontal

A) Se modela el terreno como un plano:

Resultados

Se presenta a continuación la **Tabla 1**, resumen de los resultados obtenidos para el **campo óptimo**. La optimización se ha realizado para las siguientes pendientes:

- $\beta = -15^\circ$
- $\beta = 0^\circ$
- $\beta = 7,5^\circ$
- $\beta = 15^\circ$
- $\beta = 30$

recordar que β ,es como se denomina a la pendiente del terreno

Variables calculadas	$\beta = -15^\circ$	$\beta = 0^\circ$	$\beta = 7,5^\circ$	$\beta = 15^\circ$	$\beta = 30^\circ$
Nºde Helióstatos	551	558	555	567	583
Superficie total reflectante (m ²)	32.501,01	32.913,91	32.736.95	33.444.78	34.388,55
Thtopt (m)	60	60	76,25	76,25	94,65
Tiltopt (º)	25	25	12,5	12,5	15,5
Pot.en el punto de diseño (MW)	24,971	24,974	24,999	24,995	24,973
Energía.media anual (MWh)	38.958,5	40.741,75	41.440	41.802,25	42.057,75
Pérdidas ef.cos (kW)	2776,73	3481,25	3498,65	4091,26	4979,02
Pérdidas sombras(kW)	1923,54	710,18	320,30	141,27	23,35
Pérdidas bloqueos (kW)	1,11	0,83	0,86	0,59	0,38
Pérdidas atenuación(kW)	887,21	850,67	814,24	802,18	740,36
Pérdidas spillage(kW)	392,45	278,10	134,13	141,11	107,43
Pérdidas totales/Nº Helióstatos (kW)	10,85	9,53	8,59	9,14	10,03
Coste de diseño(€/kW)	381,326	384,909	389,299	395,561	412,232
Parámetro de optimización (€/kWh)	0,2444	0,2359	0,2349	0,2365	0,2448

Tabla 1

Altura óptima de la torre

Como se observa en la **Tabla 1** la evolución de la altura óptima de torre para los cinco ejemplos de esta aplicación es clara: a medida que **aumenta la inclinación del terreno aumenta el óptimo para la altura**. En las posteriores aplicaciones se podrá verificar también esta tendencia.

La explicación se fundamenta en que el receptor debe sobresalir lo suficiente del campo de helióstatos para evitar excesivas interferencias en los rayos reflejados. La distancia del punto donde se coloca el receptor al plano de la parcela, es decir la llamada **torre virtual**, debe ser la necesaria para impedir un exceso de interferencias, lo que provocaría a su vez unas fuertes **pérdidas por bloqueo** (en este programa lo que pasaría es que el número de helióstatos dispuestos por la **función mallado** sería insuficiente ya que dicha función esta diseñada para impedir las **pérdidas por bloqueo**). Ver **Figuras 4.2 y 4.3**

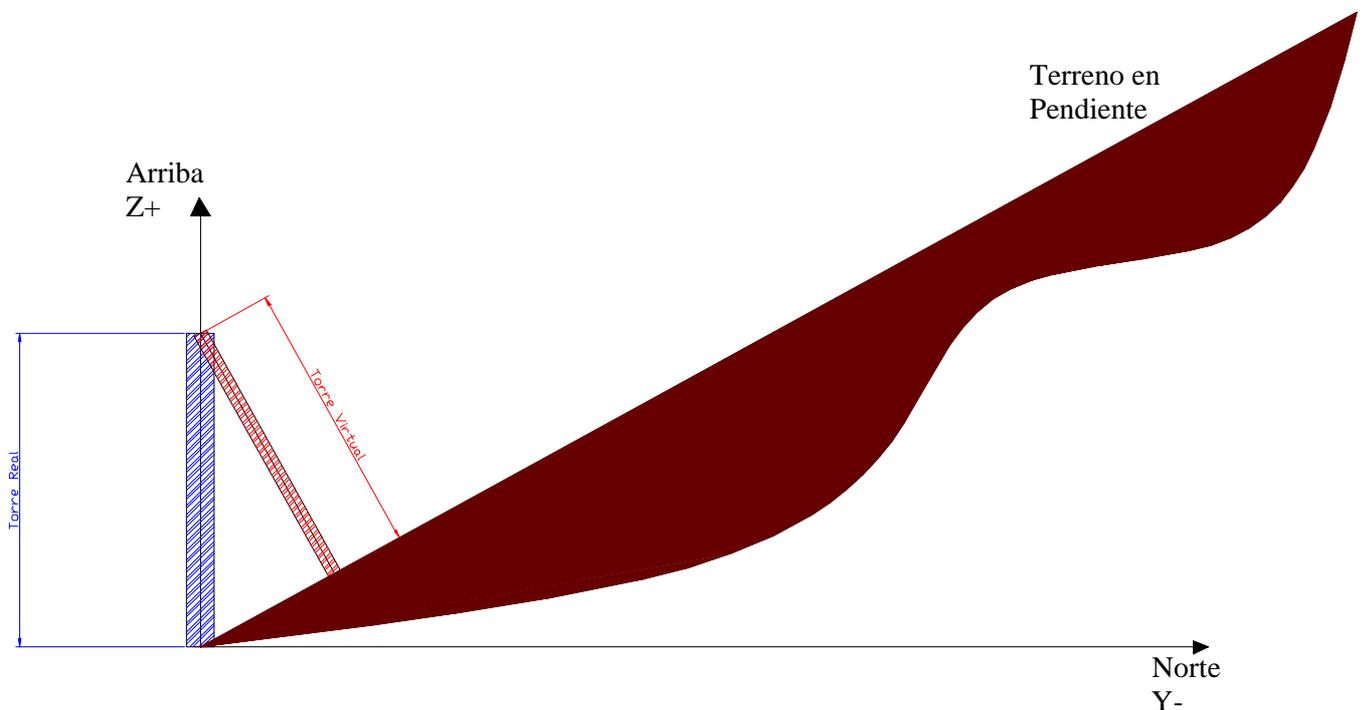


Figura 4.2: Esta figura ilustra como disminuye la distancia entre el plano donde se sitúan los helióstatos y el receptor al aumentar la pendiente del terreno. Esto lleva el óptimo de la altura de torre a valores de mayor altura.

De esta forma se puede observar como a medida que la parcela toma inclinación, los helióstatos van elevándose respecto al nivel del suelo donde está la base de la torre, y esta altura puede llegar a ser muy considerable; en concreto para esta aplicación, si la parcela tiene una longitud de 500m y una inclinación de 30°, si fuese necesario colocar helióstatos en el límite más alejado de la torre, estarían a una altura de 250m respecto de la base de la misma, que ya sobrepasa la altura máxima que se ha dejado a la torre.

Por esto, es evidente que las torres deben ser más altas conforme aumenta la inclinación del terreno.

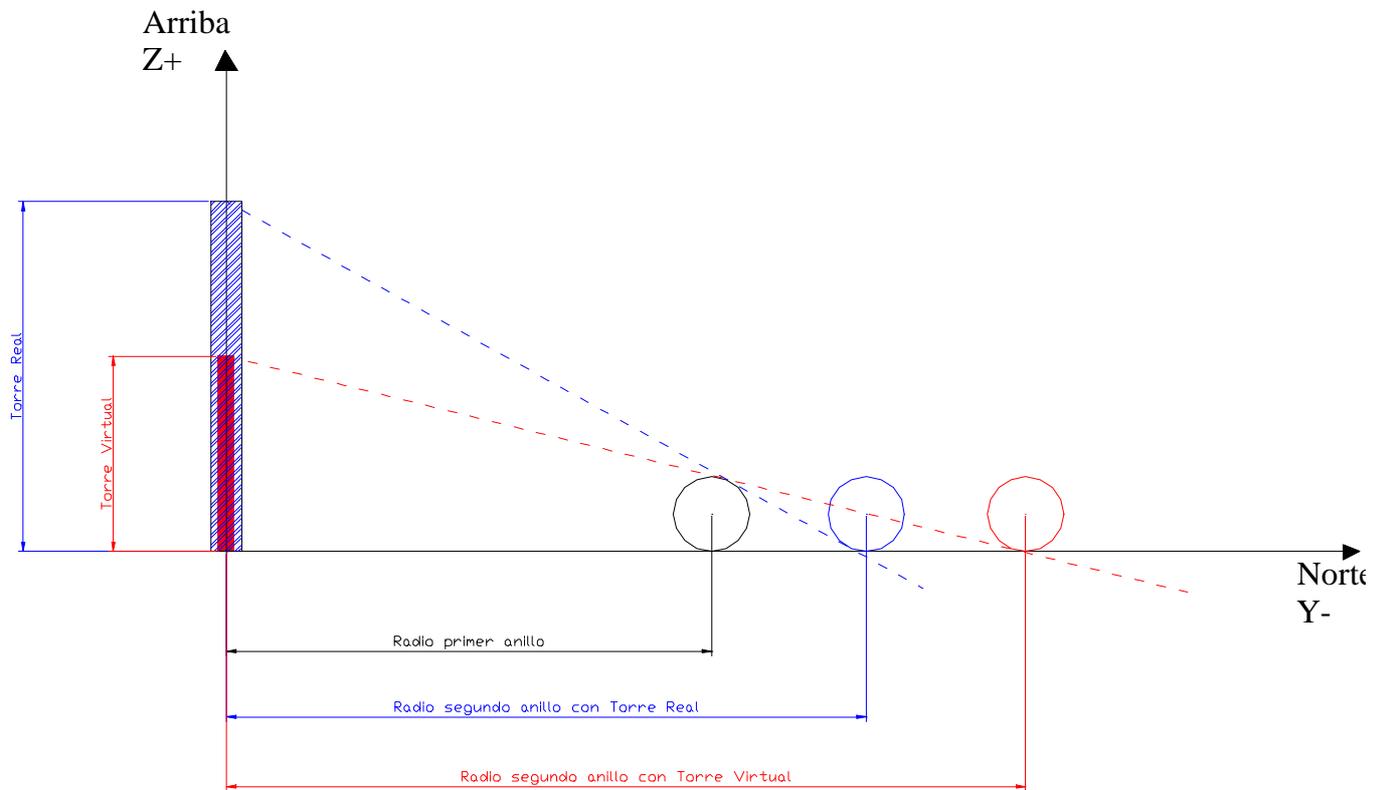


Figura 4.3: Se dispone la altura ficticia de torre que quedaría para un terreno inclinado, para una altura real dada en el plano y se ve claramente que a menor altura de torre hay que poner los helióstatos más alejados para que no bloqueen.

Inclinación óptima del receptor

Si se tienen en cuenta sólo las **pérdidas por Spillage**, la inclinación óptima de un receptor (medido este ángulo respecto a la vertical de la torre) en un campo plano, se sabe que viene dada, aproximadamente, por la que tendría un plano perpendicular a una línea imaginaria que uniese el punto medio del campo con el receptor (manteniéndose éste fijo); según esta afirmación, para un terreno con mayor inclinación el ángulo óptimo debería disminuir claramente. Esta tendencia queda perfectamente reflejada en la **Figura 4.4**

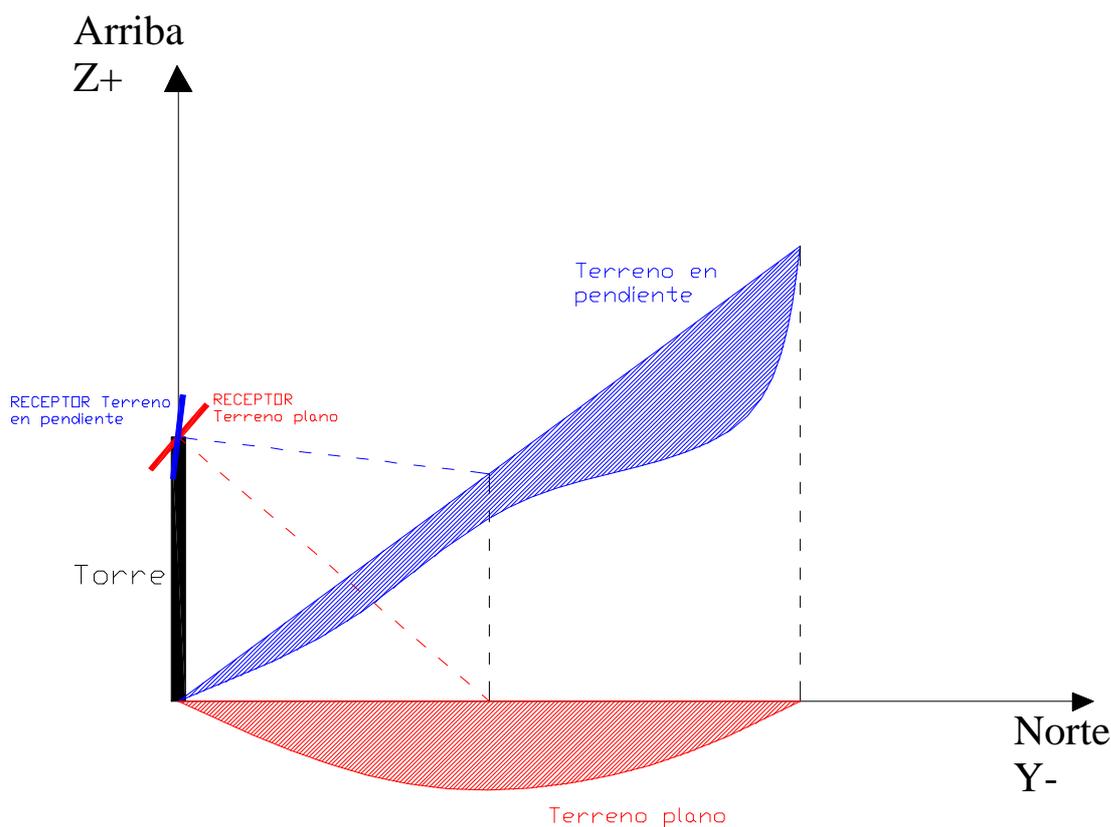


Figura 4.4: Terreno plano e inclinación óptima del receptor (ambos en rojo) y terreno inclinado e inclinación óptima del receptor para el mismo (ambos en azul)

Esta tendencia hay que tomarla con cuidado a causa de dos factores indirectos que interfieren el razonamiento anterior:

- 1) Por una parte el algoritmo de cálculo del programa cambia las **posiciones x e y** de los espejos para cada paso de la optimización en el que se cambie la altura de torre (según ya se comentó en el Capítulo 3, en la función **optimiza 3D**). La tendencia teórica expuesta sería estrictamente cierta si dichas **posiciones x e y** no variasen al cambiar la pendiente del terreno, y sólo se modificase la **posición z** de los helióstatos para incluirlos en dicha pendiente.

- 2) Por otra parte, es posible que los óptimos obtenidos para cada pendiente del terreno tengan alturas de torre distintas, por lo que la tendencia teórica anterior no sería válida al haber cambiado el punto de situación del receptor.

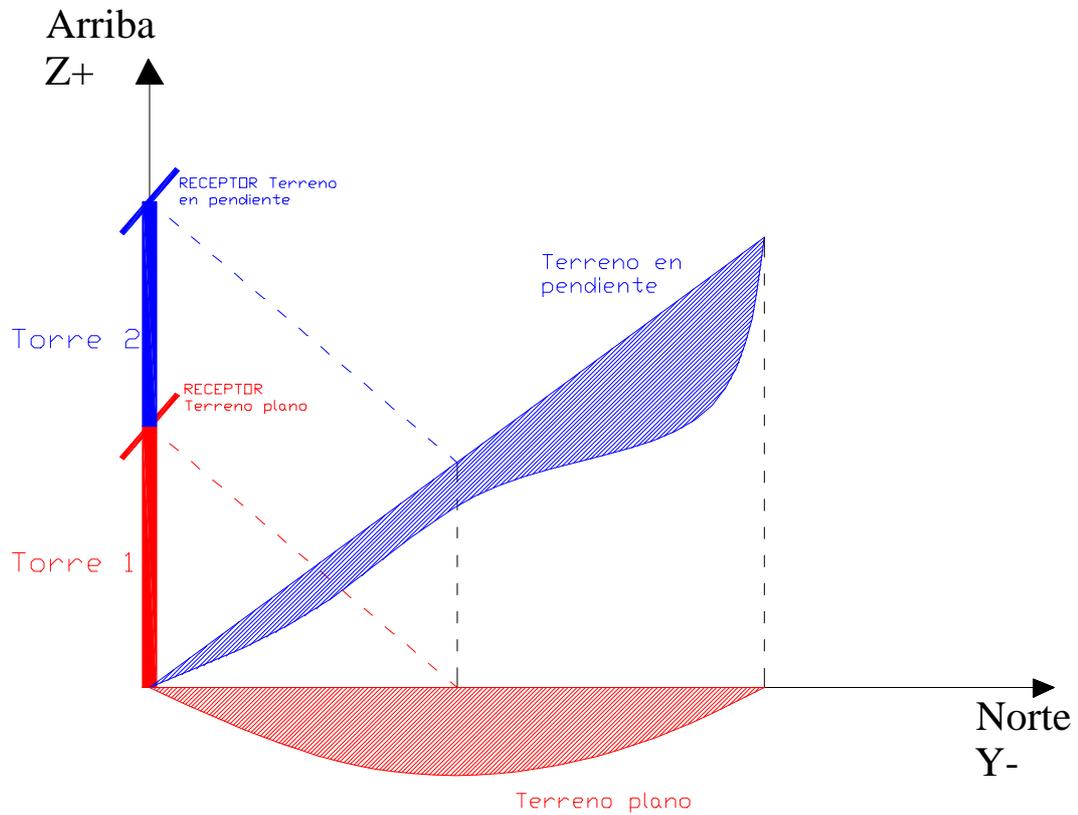


Figura 4.5: Se muestra como efectivamente para mantener una misma inclinación óptima para el receptor, a mayor inclinación del terreno (azul) la torre deberá ser más alta.

De hecho, se comprueba como efectivamente y debido a lo anterior, en la **Tabla 1** no se sigue claramente la tendencia teórica.

Para evitar la influencia de estos dos factores, se realizó un ejemplo en el que se fijó una sola altura de torre y sus correspondientes posiciones x e y de helióstatos, variándose la pendiente del terreno y estudiando la inclinación de receptor óptima para cada pendiente. En este caso si se pudo corroborar claramente como la inclinación del receptor óptima disminuía al aumentar la pendiente del terreno, lo que nos inclina a pensar sobre la bondad del programa.

Rendimiento óptico en el punto de diseño

Para analizar la evolución del rendimiento óptico en el punto de diseño, se toma como variable principal de análisis para razonar su tendencia, el **número de helióstatos** de cada problema.

La selección de helióstatos, sobre los que luego se calculan las medias anuales, se hace con un punto de diseño dado (un día y una hora determinados de incidencia de sol) que se supone representativo de esas medias. Pues bien, para este punto de diseño el problema con mejor rendimiento óptico es el de $\beta = -15^\circ$, ya que se llega a la **potencia de diseño** (constante para todos los problemas =25MW) con un menor número de helióstatos. Esto no significa que el problema con mejor rendimiento óptico de los posibles sea este de $\beta = -15^\circ$, ya que su campo de helióstatos, altura de torre e inclinación del receptor, han sido hallados minimizando el parámetro elegido para la optimización **el coste óptico por energía media anual**, concepto éste que no es el mismo que **el rendimiento óptico** como se expondrá a continuación.

Coste de diseño

Se define como el **coste óptico de la planta** dividido por la **potencia de diseño** (constante para todos los problemas =25MW).

Podría pensarse que a **mayor rendimiento óptico en el punto de diseño**, cabría esperar un **menor coste de diseño** (debido al menor número de helióstatos). Esto sería así excepto por la influencia de la altura de la torre en dicho coste de diseño. Así se puede observar en la **Tabla 1** como ambas variables no siguen exactamente la misma evolución.

Rendimiento óptico de las medias anuales

El **rendimiento óptico de las medias anuales** está directamente relacionado con las **perdidas totales anuales por n^o helióstatos**.

Además dicho rendimiento no tiene porque coincidir con el del punto de diseño. En este sentido, se puede comprobar en la **Tabla 1** como las pérdidas totales anuales por n^o helióstatos tienen su mínimo para $\beta = 7,5^\circ$, con un valor de **8,59 kW/helióstatos**, mientras que el mejor problema desde el punto de vista del rendimiento óptico en el punto de diseño era $\beta = -15^\circ$.

Esto es así porque al utilizar más días y horas para obtener la media anual que los usados en el punto de diseño (un solo día y una sola hora representativos de la media para obtener la posición de los helióstatos), puede cambiar bastante la evolución de las pérdidas debido a la variación de la dirección del sol. Es decir, con la dirección "media" del sol las pérdidas no serán exactamente las mismas que con la dirección del sol elegida para el punto de diseño.

Coste por energía media anual (Parámetro de optimización)

Aunque el **rendimiento óptico de las medias anuales** sea el mejor, esto no implica que el problema tenga el menor coste por energía media anual, debido a que en este parámetro se tiene en cuenta la variación del coste de la torre con su altura.

No obstante en este caso, el ejemplo de mayor rendimiento óptico anual coincide con el de menor coste por energía media anual (**0,2349 €/kWh**).

Pérdidas medias anuales

Para explicar la variación del rendimiento óptico de las medias anuales (e indirectamente del coste por energía media anual) con la pendiente del terreno, se deben analizar las distintas pérdidas anuales existentes en cada problema:

- 1) **Las pérdidas por efecto coseno son menores a menor ángulo del terreno.**

El efecto coseno se produce debido a que el área útil del heliostato, definida como aquella que es perpendicular a la dirección del rayo reflejado, siempre será menor que el área real de dicho heliostato: ver **Figuras 4.6 y 4.7**

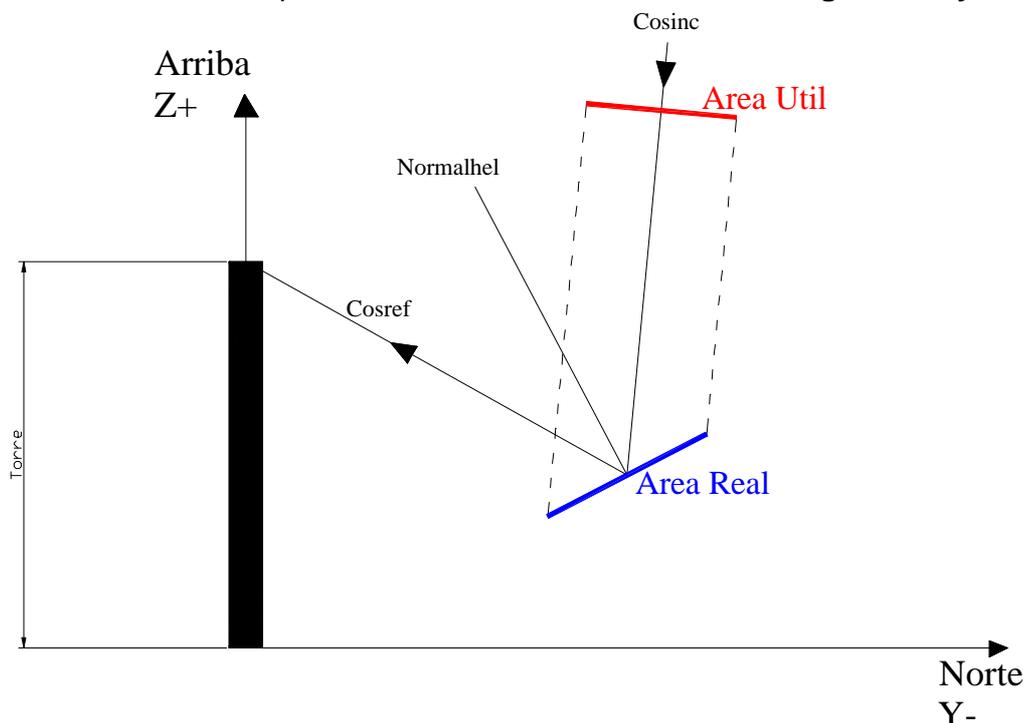


Figura 4.6: Disminución del área física de reflexión del heliostato (azul) debido al ángulo del rayo incidente con la normal a la superficie del heliostato. El área de reflexión queda reducida al área útil (en rojo)

De hecho es muy lógico que el mínimo de las pérdidas totales por efecto coseno esté en los ejemplos con pendientes del terreno negativas, debido a que el ángulo formado entre el rayo de sol y el rayo reflejado es más pequeño y se hace más independiente de la posición en la parcela de cada heliostato: Ver **Figura 4.7**

Estas pérdidas son las de mayor cuantía para el conjunto del campo total de espejos, como se pondrá de manifiesto en los posteriores ejemplos; en este caso son del orden de **4000 kW** y además su variación al cambiar de pendiente también es muy acusada ($\pm 2000 \text{ kW}$) por lo tanto, serán las que más influyan en la optimización del problema.

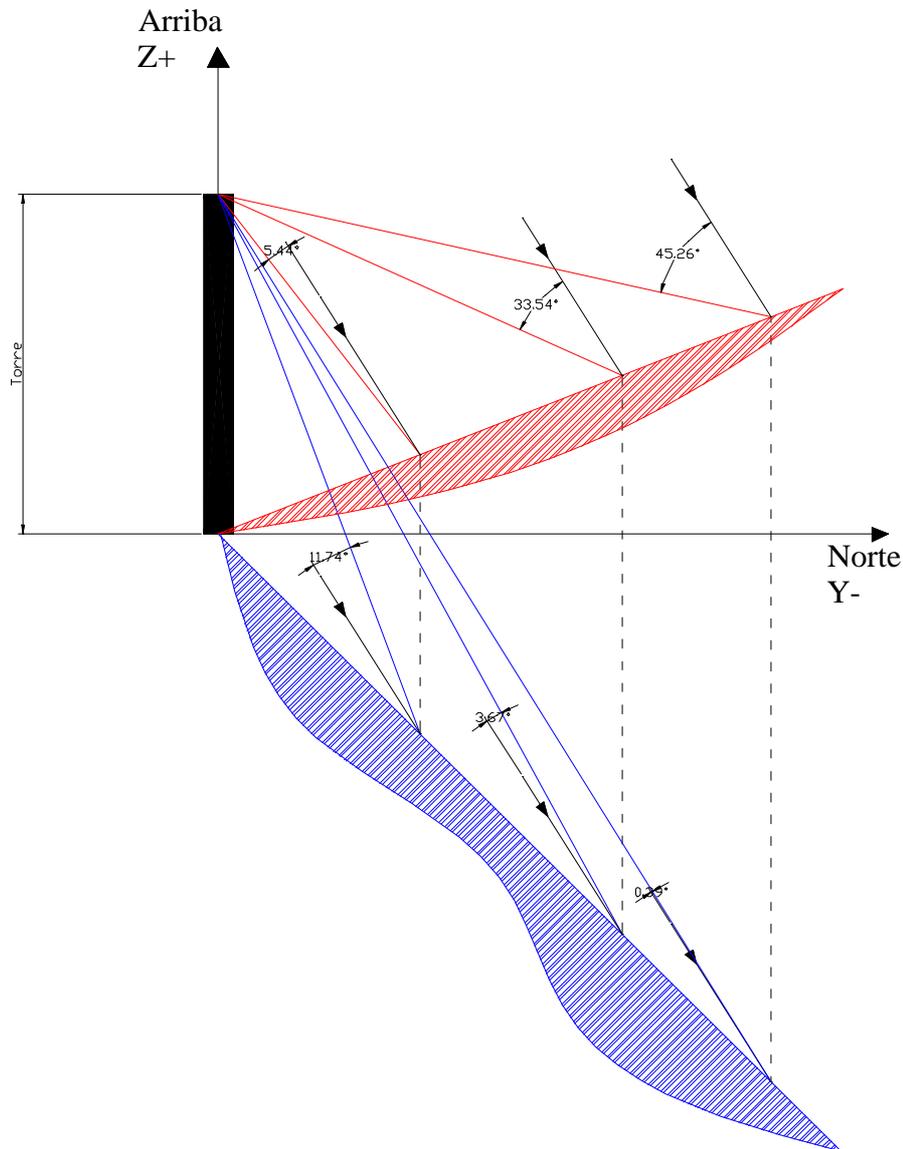


Figura 4.7: Se ilustran en esta figura dos aspectos. En primer lugar se muestra como para una dirección de rayo solar incidente fija y para una pendiente dada, a medida que nos alejamos del receptor crece el ángulo entre los rayos incidente y reflejado ($5,44^\circ$, $33,54^\circ$, $45,26^\circ$) y por tanto también el factor coseno. En segundo lugar, se ve que para una misma posición en el campo en dos pendientes distintas (dadas por las líneas verticales punteadas) es mucho menor en la pendiente negativa que en la positiva (comparar los mayores valores para uno y otro caso)

- 2) **Las pérdidas por sombras mejoran al aumentar la pendiente**, este efecto se puede explicar intuitivamente en la **Figura 4.8** que se muestra a continuación:

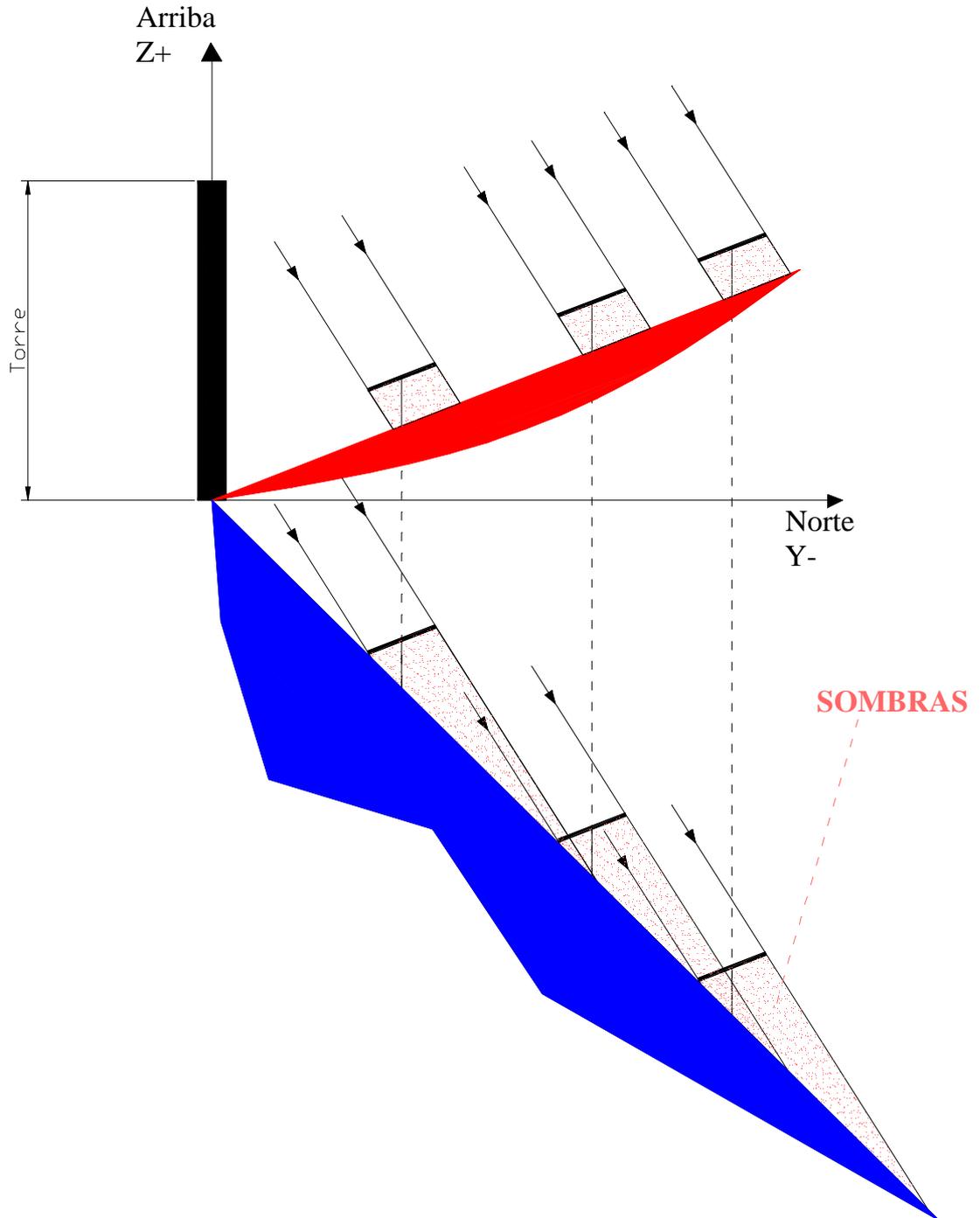


Figura 4.8: Se aprecia perfectamente como el área en sombra es mucho mayor en la pendiente negativa que en la positiva, debido a la dirección de la radiación solar incidente.

Son las segundas en importancia con respecto a la optimización, pues su valor es del orden de **1000 kW** y con variaciones de hasta ± 1500 kW.

- 3) **Las pérdidas por bloqueos son prácticamente nulas (~1 kW) y constantes.** Ello se justifica por el hecho de que el mallado de helióstatos ha sido diseñado precisamente en base a que no hubiera bloqueos posibles entre helióstatos.
- 4) **Las pérdidas por atenuación disminuyen ligeramente al aumentar la pendiente,** debido a que las distancias helióstatos-receptor bajan.

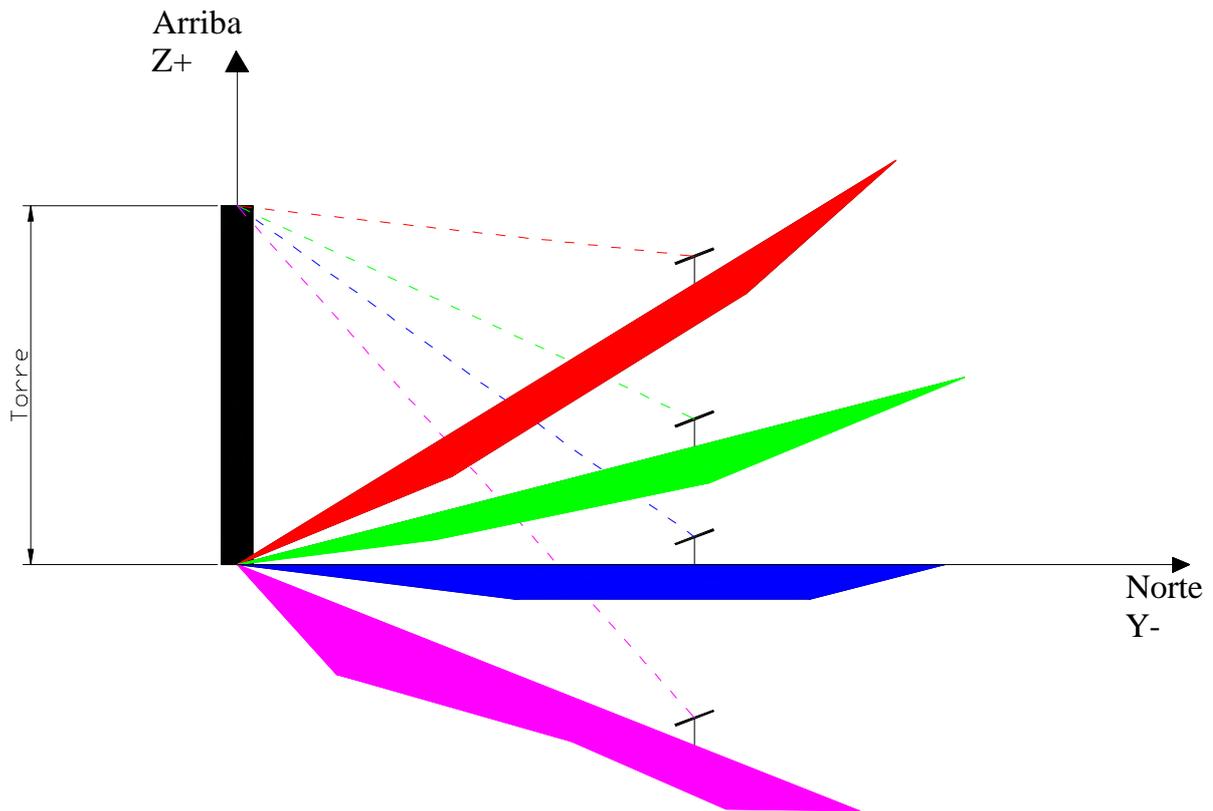


Figura 4.9: El vector que une la parte más alta de la torre con el centro del helióstato aumenta su módulo a medida que 'baja' la pendiente.

Si bien su cuantía es considerable (~800 kW), su rango de variación y por tanto influencia en el problema de optimización es pequeño (± 100 kW).

- 5) **Respecto a las pérdidas por spillage, decir que no hay una tendencia clara de cambio respecto a la pendiente del terreno.**
 Por una parte, el problema necesitará cambiar de altura de torre para adecuar el resto de pérdidas a la pendiente del terreno, y esto hará que el ángulo de receptor varíe para minimizar las pérdidas por spillage. No olvidemos que la única utilidad de la posibilidad de variación del ángulo de receptor es precisamente minimizar este spillage.

Por tanto, no es extraño que la forma de variar de estas pérdidas no esté muy definida si se tiene en cuenta que el ángulo de receptor intentará paliar el efecto negativo que sobre ella haya hecho la altura de torre y la pendiente del terreno.

De todas formas el spillage no influirá demasiado en la optimización debido a que tanto su cuantía (**~200 kW**) como su variación son relativamente pequeños (**± 200 kW**).

Para observar más detalladamente la evolución de todas estas pérdidas en el campo óptimo con la variación de pendiente, se adjuntan las correspondientes figuras en el *Anexo II* en las que se puede apreciar claramente las tendencias antes señaladas.

- 6) En el programa se han modelado otro tipo de pérdidas llamadas **sombras del terreno**, que representan como el propio nombre indica, las sombras que el terreno podría proyectar sobre los helióstatos. Como ya se comentó en el Capítulo 3, estas sombras serían difíciles de modelar para un terreno en forma de cono, pero para un terreno plano en pendiente sí que es fácil comprobar a priori, y según las direcciones del sol incidente, si el campo de helióstatos estaría en sombra respecto al propio terreno o no. También en el Capítulo 3, se aclaró que esta situación, para un campo norte y una planta en el hemisferio norte, como los que se están modelando con el programa, solo cabría darse a partir de un cierto ángulo negativo del terreno.

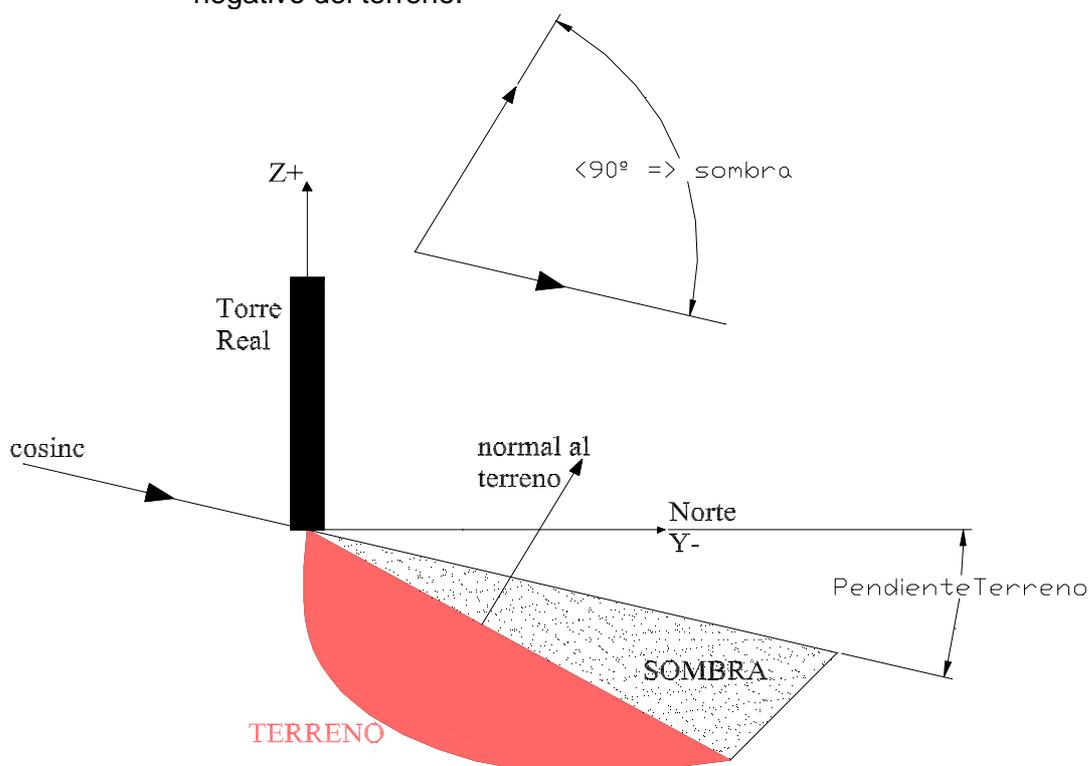


Figura 4.10: Procedimiento de cálculo para las sombras del terreno. Se muestran en la figura la dirección solar incidente y el ángulo que forma con la normal al terreno, para determinar así que parte de este queda en sombra (parte punteada en la figura).

Según se pudo comprobar al resolver los distintos ejemplos propuestos, nunca se ha llegado a sobrepasar estos ángulos límites, debido al aumento de los demás tipos de pérdidas. Por tanto, no se han incluido las sombras del terreno en las tablas resúmenes de este Capítulo por ser siempre nulas. No obstante en la **Figura 4.11** se muestran estas pérdidas, para la situación en que sería más favorable que ocurriesen, dentro de los ejemplos probados, que es para una inclinación de -15°

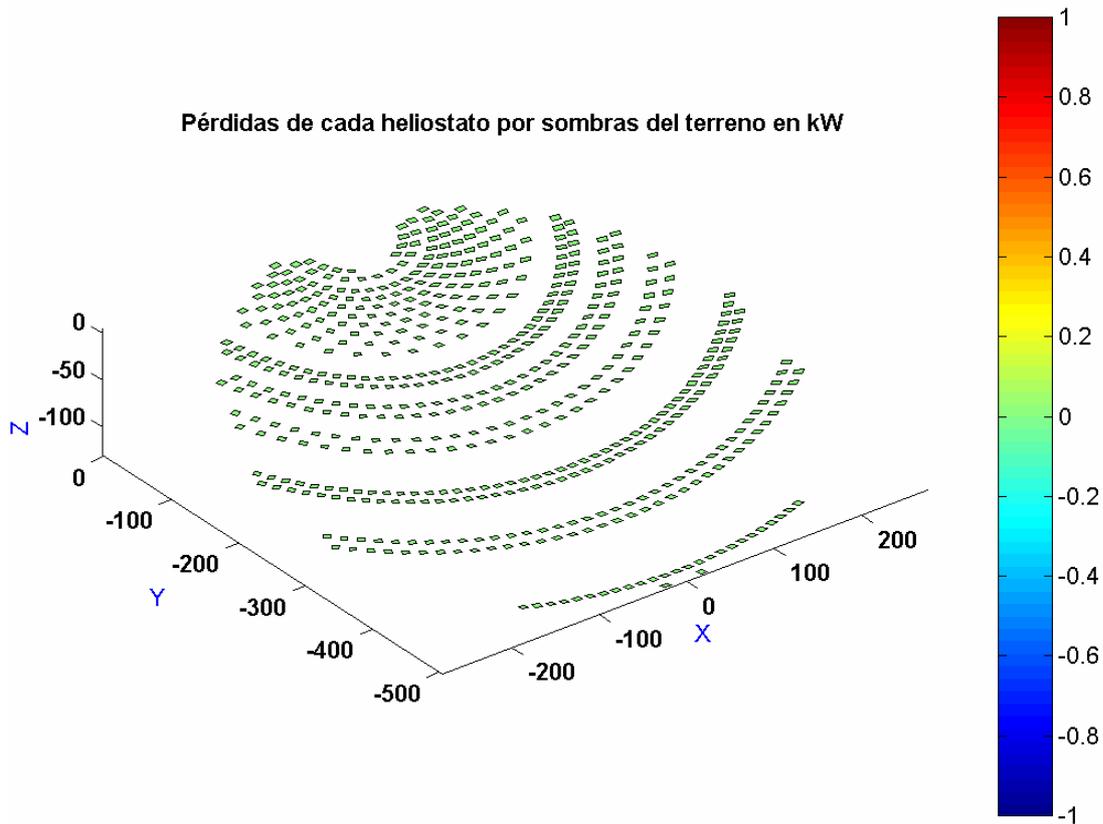


Figura 4.11: Configuración del campo óptimo, para una inclinación de -15° . En cada heliostato se representa el valor de la pérdida por sombras provocadas por el terreno que como se puede apreciar en la escala de colores asociada al valor de las mismas es nula en todos ellos

Se representa a continuación en la **Figura 4.12**, la configuración del *campo óptimo* con sus respectivas *potencias medias anuales*, para una **inclinación del terreno de 7.5°** que fue en este caso la de menor **valor para el parámetro económico optimizado**.

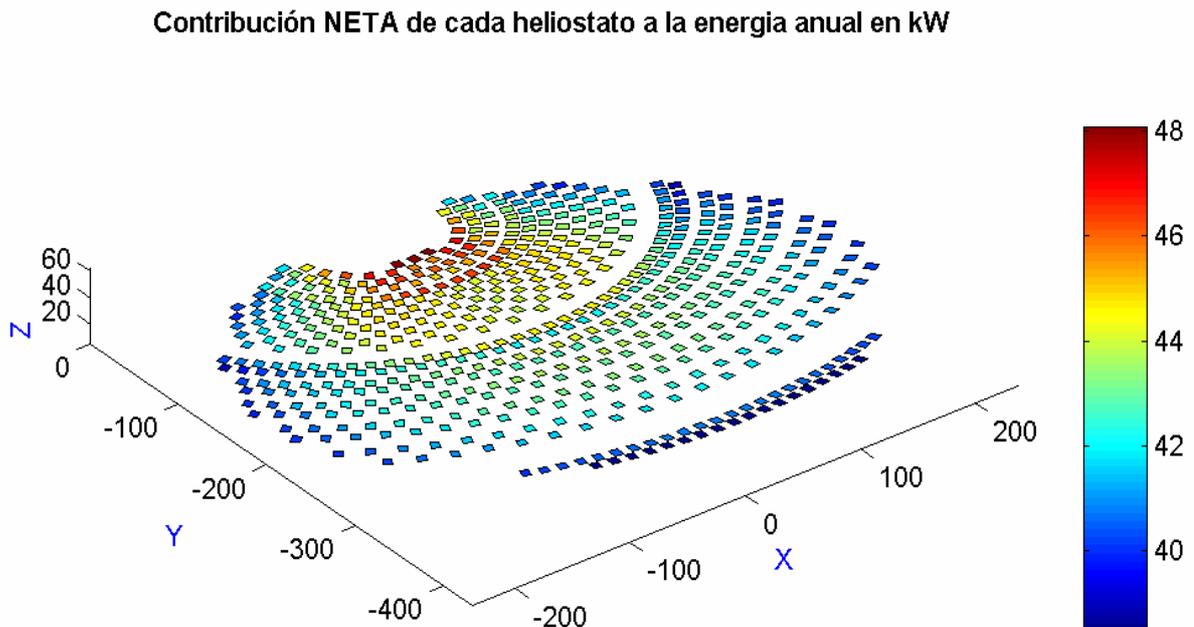


Figura 4.12: Se puede observar claramente como los heliostatos más cercanos al receptor y más centrados tienen una contribución mayor a la potencia de la planta (en color rojo) mientras que los de los últimos anillos presentan un rendimiento más desfavorable (en azul).

B) Se modela el terreno como un cono

Resultados

Se presenta a continuación la **Tabla 2**, resumen de los resultados obtenidos para el **campo óptimo**. La optimización se ha realizado para las siguientes pendientes:

- $\beta = -15^\circ$
- $\beta = 0^\circ$
- $\beta = 3,5^\circ$
- $\beta = 7,5^\circ$
- $\beta = 15^\circ$
- $\beta = 30^\circ$

Variables calculadas	$\beta = -15^\circ$	$\beta = 0^\circ$	$\beta = 3,5^\circ$	$\beta = 7,5^\circ$	$\beta = 15^\circ$	$\beta = 30^\circ$
Nºde heliostatos	546	550	555	555	570	593
Superficie total reflectante (m ²)	32.206,08	32.442,03	32.736,95	32.736,95	33.621,73	34.978,40
Thtopt (m)	60	68,15	68,15	76,25	77,15	100,36
Tiltopt (°)	34,4	12,5	12,5	12,5	3,1	0,8
Pot.en el punto de diseño (MW)	24,980	24,997	24,963	24,974	24,982	24,987
Energía.media anual (MWh)	39.284	40.702,6	41.009,5	41.270,25	41.653,5	41.903,75
Pérdidas ef.cos (kW)	2641,89	3170,82	3463,18	3535,53	4237,26	5429,54
Pérdidas sombras(kW)	1668,02	723,37	535,13	399,34	229,09	170,91
Pérdidas bloqueos (kW)	0,98	0,92	0,99	0,98	0,93	1,01
Pérdidas atenuación(kW)	875,19	833,33	823,29	804,64	810,78	761,26
Pérdidas spillage(kW)	352,52	191,32	191,56	124,21	136,25	88,66
Pérdidas totales/Nº Heliostatos (kW)	10,14	8,95	9,03	8,77	9,49	10,88
Coste de diseño(€/kW)	378,599	383,491	389,687	397,686	395,561	419,84
Parámetro de optimización (€/kWh)	0,241	0,236	0,235	0,236	0,239	0,250

Tabla 2

En primer lugar, decir que todos los comentarios y tendencias realizados en el **apartado A)** son igualmente válidos para éste, aunque cambiando los valores cuantitativos por los de este apartado.

Solo cabría señalar un hecho interesante respecto a la diferencia conceptual entre el rendimiento óptico de las medias anuales y el coste por energía media anual, que ya se presentó en el anterior apartado; Ahora efectivamente el ejemplo de mayor rendimiento óptico anual (pérdidas totales anuales por n° helióstatos = **8.77 kW/n° helióstatos**, para $\beta = 7,5^\circ$) no coincide con el de menor coste por energía media anual (**0,235 €/kWh**, para $\beta = 3,5^\circ$).

En este sentido, resaltar que esos **8.77kW/n° helióstatos** no tienen porque pertenecer al caso de mejor rendimiento óptico anual posible, ya que los ejemplos que se presentan han sido hallados buscando el mínimo coste por energía media anual.

Ahora, el ejemplo de menor coste por energía media anual, o lo que es lo mismo el que minimiza el parámetro de optimización sería para $\beta = 3,5^\circ$ (antes lo era para $\beta = 7,5^\circ$).

Además, señalar como, tanto el problema que minimiza este parámetro (**0,235 €/kW**) como el de mejor rendimiento óptico anual (pérdidas totales anuales por n° helióstatos= **8.77 kW/n° helióstatos**) son un poco más desfavorables que en el **apartado A)** anterior para el caso de terreno plano.

Todas estas consideraciones unidas a la dificultad de encontrar ó construir un terreno en forma de cono, además de la problemática ya comentada de las sombras del terreno cono sobre los helióstatos, **hacen que para esta Aplicación 1 parezca más recomendable el uso del terreno plano en pendiente que el del terreno en forma de cono.**

Por último, resaltar como todos los parámetros presentados, en la **Tabla 2** para el **terreno en forma de cono** son, en general, cuantitativamente muy parecidos a los de la **Tabla 1** para el caso de **terreno plano**, lo que pone de manifiesto la similitud teórica de ambos problemas.

Se representa a continuación en la **Figura 4.13**, la configuración del campo óptimo con sus respectivas potencias medias anuales, para una **inclinación del terreno de 3.5°** que fue en este caso el ejemplo de menor **valor para el parámetro económico optimizado**.

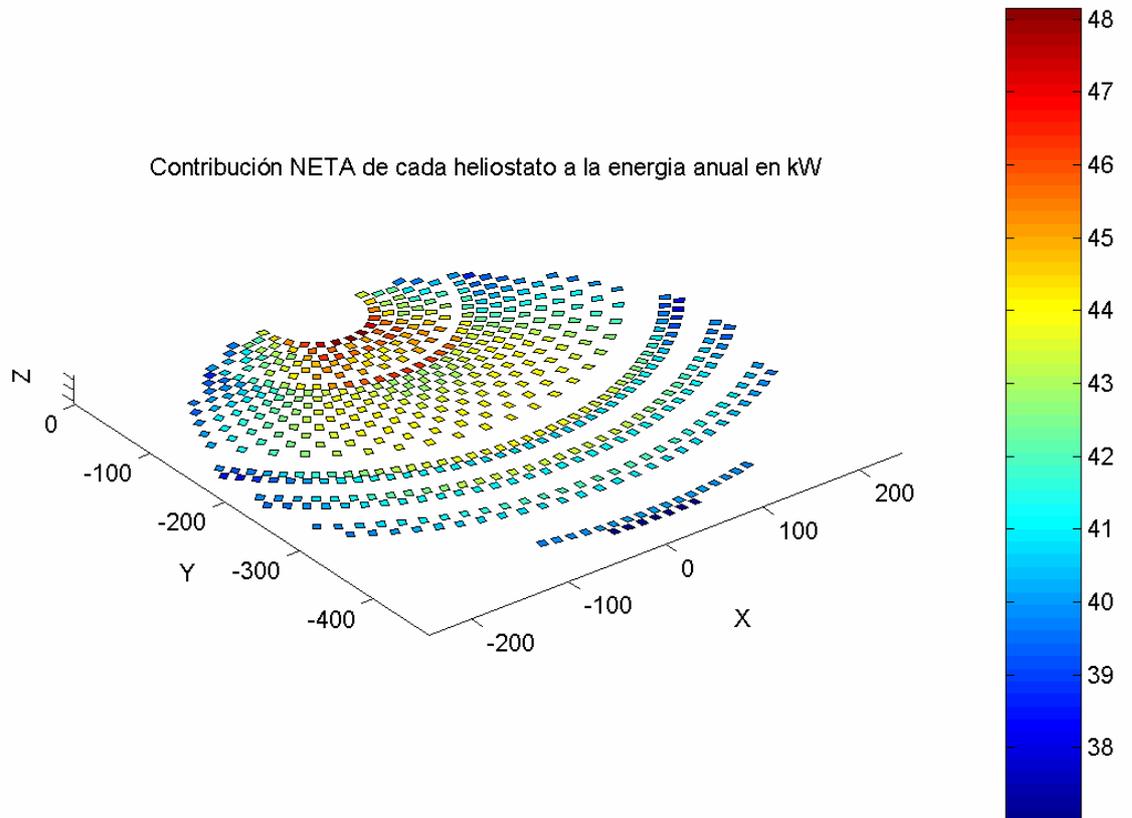


Figura 4.13: Al igual que en la figura análoga a ésta (figura 4.12), pero para el caso plano se observa que los mejores helióstatos se disponen en la parte central del campo y más cercana al receptor. El rango de potencia que proporcionan los helióstatos es prácticamente el mismo.

Aplicación 2

Se trata de una parcela rectangular y simétrica respecto a la situación de la torre (ver Figura 4.14) y la potencia de la planta se fija en **50 MW**.

Datos

Intervalo de optimización de torre: **60m-125m**

Intervalo de optimización de ángulo de receptor: **0°-50°**

Potencia en el punto de diseño: **50 MW**

Día del punto de diseño: **81**

Hora del punto de diseño: **12**

Latitud: **37.22°**

Radiación solar incidente: **0.869 kW/m²**

Flujo medio en el receptor: **600 kW/m²**

Área de receptor: **83,34m²**

Radio del receptor: **5,15m**

Altura del helióstato: **8.87m**

Anchura del helióstato: **6.65m**

Altura del pedestal: **5m**

Radio de la torre: **10m**

Desviación típica para el cálculo de las pérdidas por *spillage*: **2.9 miliradianes**

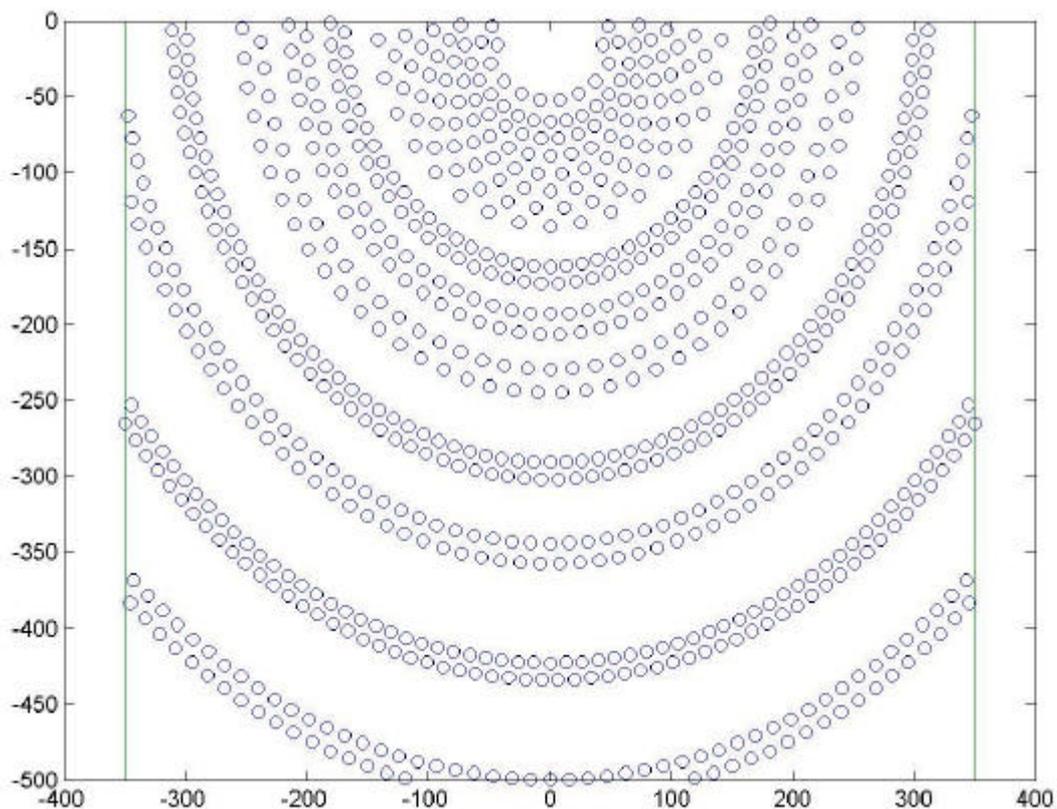


Figura 4.14: Geometría de la parcela. La parcela (en verde) es exactamente la misma que para la Aplicación 1.

Geometría de la parcela en metros: $X = [-350 \ 350 \ -350 \ 350]$
 $Y = [0 \ 0 \ -500 \ -500]$

Área de la parcela: **350.000 m²**

Días y horas para el cálculo de las medias anuales: **Ndays = [354 35 81 126 172]**
Nhours = [9 10 11 12 13 14 15]

Todos los comentarios y tendencias hechos para la **Aplicación 1** se ven igualmente corroborados en esta **Aplicación 2**, aunque cambiando los valores cuantitativos por los de estos ejemplos.

No obstante es interesante destacar lo siguiente para este primer **apartado A)** de terreno plano, y que se repite igualmente para el **apartado B)** siguiente de terreno cono:

1) En primera instancia, cabría pensar, si observa el caso de mínimo coste por energía media anual (**0,213 €/kW**, para $\beta = 7,5^\circ$ ver **Tabla 3**) que este problema de **50 MW** tiene un mejor rendimiento óptico anual que el de **25 MW** (coste=**0,2349 €/kW**, para $\beta = 7,5^\circ$), máxime cuando tanto el número de helióstatos como la altura de torre son mayores ahora, lo que provocaría un mayor coste.

2) Sin embargo, si se toma el parámetro que realmente indica el mejor rendimiento óptico anual, se ve como para el caso de **50 MW** sería de **8.95 kW perdidos/nº helióstatos**, mientras que para **25 MW** es de **8.59 kW perdidos/nº helióstatos**.

En principio, parece lógico que manteniendo una misma parcela para ambos casos (**25 y 50 MW**), se consiga un mejor rendimiento óptico para el ejemplo de menor potencia de diseño, ya que el algoritmo va escogiendo las mejores posiciones de los helióstatos hasta que llega a dicha potencia de diseño. El hecho de que, no obstante, se obtenga un menor coste por energía media anual para el caso de 50 MW, es debido a que se ha mantenido la misma parcela, y por tanto el mismo coste debido a este factor, aumentándose sin embargo, al doble la potencia de diseño.

Por otra parte, resaltar como las alturas de la torre son bastante mayores en esta **Aplicación 2 de 50MW** que para la anterior de **25 MW**, lo que se debe a la necesidad de poner más helióstatos para llegar a la potencia de diseño y por lo tanto se han de aumentar las alturas de torre para evitar interferencias en los rayos reflejados.

A) Se modela el terreno como un plano:

Resultados

Se presenta a continuación la **Tabla 3**, resumen de los resultados obtenidos para el **campo óptimo**. La optimización se ha realizado para las siguientes pendientes:

$\beta = -15^\circ$

$\beta = 0^\circ$

$\beta = 7,5^\circ$

$\beta = 15^\circ$

$\beta = 30^\circ$

Variables calculadas	$\beta = -15^\circ$	$\beta = 0^\circ$	$\beta = 7,5^\circ$	$\beta = 15^\circ$	$\beta = 30^\circ$
Nºde Helióstatos	1094	1102	1117	1132	1187
Superficie total reflectante (m ²)	64530,14	65002,02	65886,80	66771,59	70015,78
T _{hopt} (m)	111,04	108,8	108,8	116,9	125
Tilt _{opt} (°)	28,15	23,45	23,45	23,45	25
Pot.en el punto de diseño (MW)	49,976	49,996	49,984	49,962	49,985
Energía.media anual (MWh)	76.765,5	81.285,75	82.731,25	83.485,5	84.178,5
Pérdidas ef.cos (kW)	5236,55	6237,71	7051,49	7835,11	10363,16
Pérdidas sombras(kW)	4543,56	1532,79	720,64	284,34	59,88
Pérdidas bloqueos (kW)	1,47	1,95	1,67	1,83	0,63
Pérdidas atenuación(kW)	2110,69	2061,60	2033,65	2015,36	1930,27
Pérdidas spillage(kW)	317,9	212,78	190,71	181,54	387,53
Pérdidas totales/Nº Helióstatos (kW)	11.16	9.12	8.95	9.12	10.73
Coste de diseño(€/kW)	346,298	347,663	351,262	357,697	373,862
Parámetro de optimización (€/kWh)	0,225	0,214	0,213	0,214	0,222

Tabla 3

Se representa, a continuación en la **Figura 4.15**, la configuración del campo óptimo con sus respectivas potencias medias anuales, para una **inclinación del terreno de 7.5°** que fue en este caso la de menor **valor para el parámetro económico optimizado**.

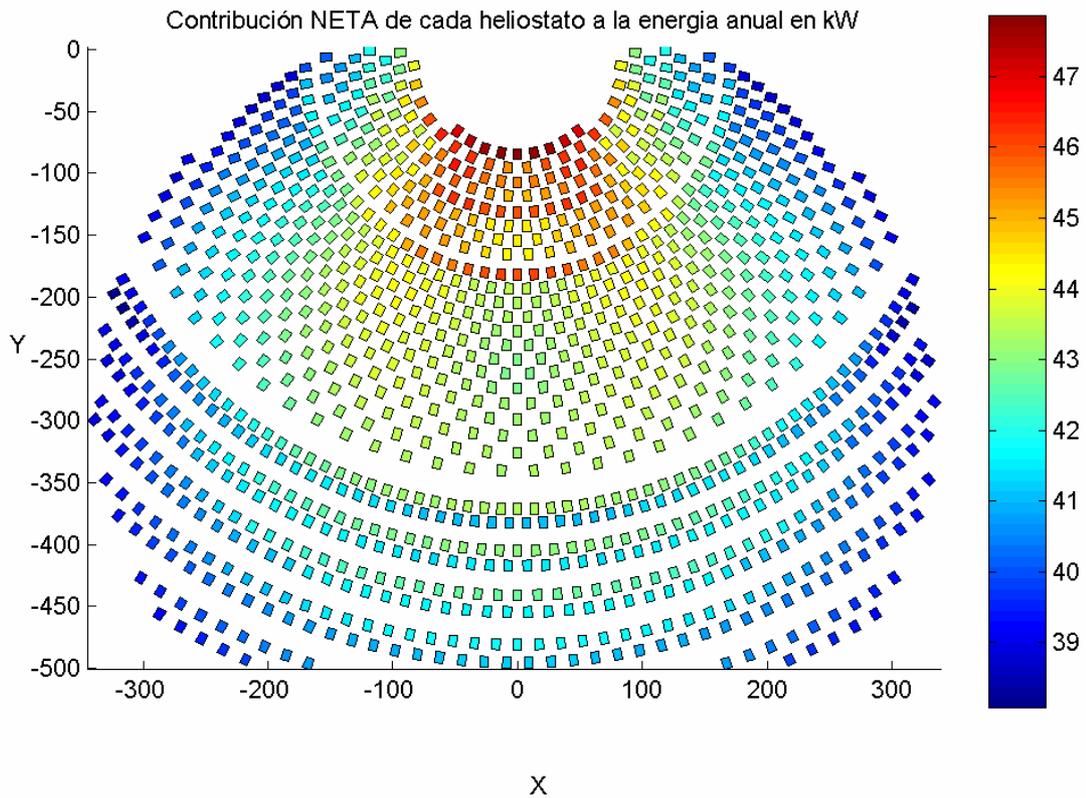


Figura 4.15: Vista en planta del campo óptimo, se aprecia así claramente la distribución de energía en los heliostatos. Aunque hay prácticamente el doble que en el campo de 25 MW la tendencia es claramente la misma: mejor rendimiento en los centrales y más cercanos.

B) Se modela el terreno como un cono

Resultados

Se presenta a continuación la **Tabla 4**, resumen de los resultados obtenidos para el **campo óptimo**. La optimización se ha realizado para las siguientes pendientes:

- $\beta = -15^\circ$
- $\beta = 0^\circ$
- $\beta = 3,5^\circ$
- $\beta = 7,5^\circ$
- $\beta = 15^\circ$
- $\beta = 30^\circ$

Variables calculadas	$\beta = -15^\circ$	$\beta = 0^\circ$	$\beta = 3,5^\circ$	$\beta = 7,5^\circ$	$\beta = 15^\circ$	$\beta = 30^\circ$
Nºde helióstatos	1092	1105	1117	1114	1142	1230
Superficie total reflectante (m ²)	64412,17	65178,98	65886,8	65709,85	67361,44	72552,16
Thtopt (m)	102,4	108,75	104,7	116,9	116,9	125
Tiltopt (º)	36,6	23,45	22,75	12,5	12,5	0
Pot.en el punto de diseño (MW)	49,960	49,996	49,992	49,992	49,986	49,985
Energía.media anual (MWh)	77350	81592	82183,5	82430,25	83245,75	83875,75
Pérdidas ef.cos (kW)	5203,82	6355,40	6976,47	6907,92	8312,51	12372,73
Pérdidas sombras(kW)	3802,96	1344,01	1032,54	884,88	482,58	390,35
Pérdidas bloqueos (kW)	1,07	1,84	1,68	1,44	0,97	1,21
Pérdidas atenuación(kW)	2145,11	2070,15	2051,87	2041,79	2002,13	2042,47
Pérdidas spillage(kW)	400,46	244,93	266,79	162,39	169,69	311,92
Pérdidas totales/Nº Helióstatos (kW)	10,58	9,06	9,25	8,97	9,6	12,29
Coste de diseño (€/kW)	343,785	348,434	350,774	352,830	360,110	384,979
Parámetro de optimización (€/kWh)	0,222	0,214	0,213	0,214	0,216	0,229

Tabla 4

Se representa, a continuación en la **Figura 4.16**, la configuración del campo óptimo con sus respectivas potencias medias anuales, para una **inclinación del terreno de 3.5°** que fue en este caso la de menor **valor para el parámetro económico optimizado**.

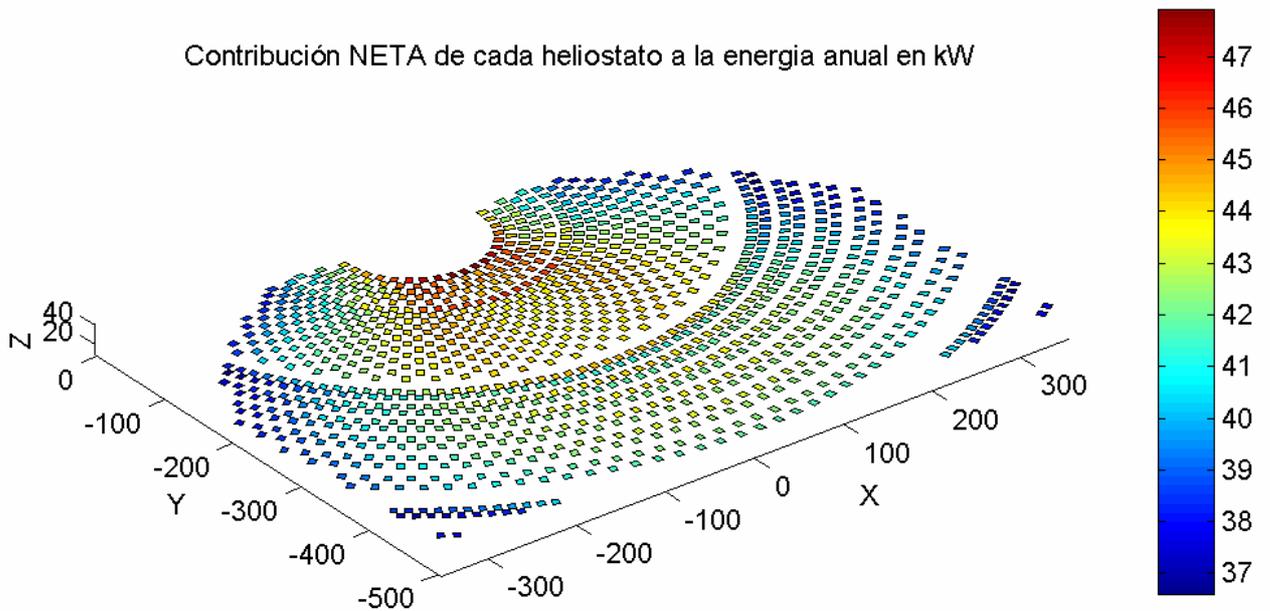


Figura 4.16: Configuración del campo óptimo de heliostatos. Se muestra como efectivamente, la tendencia es la misma que para todos los ejemplos anteriores. Señalar también que el rango de potencia por heliostato es prácticamente el mismo para todos ellos.

Aplicación 3

Se trata de una parcela de terreno de contorno irregular (**Figura 4.17**), y la potencia de diseño de la planta se fija en **15 MW**.

Datos

- Intervalo de optimización de torre: **60m-125m**
- Intervalo de optimización de ángulo de receptor: **0°-50°**
- Potencia en el punto de diseño: **15 MW**
- Día del punto de diseño: **81**
- Hora del punto de diseño: **12**
- Latitud: **37.22°**
- Flujo medio en el receptor: **600 kW/m²**
- Área de receptor: **25m²**
- Radio del receptor: **2,82m**
- Altura del heliostato: **8.87m**
- Anchura del heliostato: **6.65m**
- Altura del pedestal: **5m**
- Radio de la torre: **10m**
- Desviación típica para el cálculo de las pérdidas por *spillage*: **2.9 miliradianes**
- Radiación solar incidente: **0.869 kW/m²**

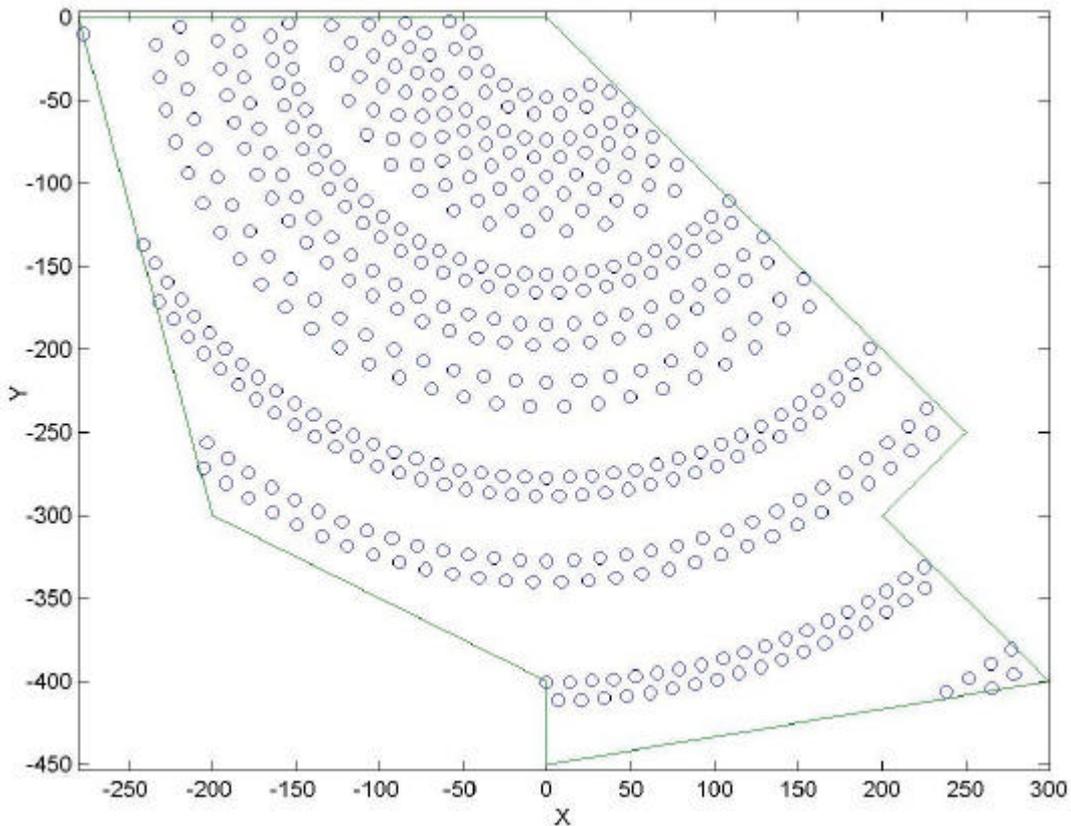


Figura 4.17: En esta figura se aprecia como el mallado se adapta perfectamente a la geometría irregular de la parcela.

Geometría de la parcela en metros: X=[-280 0 250 200 300 0 0 -200]
Y=[0 0 -250 -300 -400 -450 -400 -300]

Área de la parcela: **157.000 m²**

Días y horas para el cálculo de las medias anuales: **Ndays= [354 35 81 126 172]**
Nhours=[9 10 11 12 13 14 15]

De nuevo, todos los comentarios y tendencias hechos para las **Aplicaciones 1 y 2** se ven igualmente corroborados en esta **Aplicación 3**, aunque cambiando los valores cuantitativos por los de estos ejemplos.

Si habría que comentar dos diferencias respecto a las **Aplicaciones 1 y 2**:

- 1) Si bien esta aplicación es para una potencia de diseño de **15 MW**, su rendimiento óptico anual (**8.65 kW perdidos/nº helióstatos** para el caso de terreno plano) es más desfavorable que para la **Aplicación 1** de **25 MW** (**8.59 kW perdidos/nº helióstatos** para el caso de terreno plano), invirtiéndose por tanto la tendencia lógica aludida en la **Aplicación 2**. La causa de ello es que al haber cambiado la parcela respecto a las dos anteriores aplicaciones ya no podemos comparar sus potencias de diseño respecto a su rendimiento óptico anual.
- 2) No obstante, aún siendo peor el rendimiento óptico anual en esta **Aplicación 3**, el coste por potencia media anual es más pequeño para este ejemplo de **15 MW** (**0,227€/kWh** para el caso de terreno plano) que para la **Aplicación 1** de **25 MW** (**0,2349€/kWh** para el caso de terreno plano). Esto es debido a que tanto el coste de la torre (por ser menor su altura) como el coste del terreno, son menores para esta aplicación de **15 MW**.

A) Se modela el terreno como un plano:

Resultados

Se presenta a continuación la **Tabla 5**, resumen de los resultados obtenidos para el **campo óptimo**. La optimización se ha realizado para las siguientes pendientes:

$\beta = -15^\circ$
 $\beta = 0^\circ$
 $\beta = 7,5^\circ$
 $\beta = 15^\circ$
 $\beta = 30^\circ$

Variables calculadas	$\beta = -15^\circ$	$\beta = 0^\circ$	$\beta = 7,5^\circ$	$\beta = 15^\circ$	$\beta = 30^\circ$
Nºde helióstatos	326	329	335	336	356
Superficie total reflectante (m ²)	19229,27	19406,23	19760,14	19819,13	20998,84
Thtopt (m)	60	60	60	68,15	74,7
Tiltopt (°)	25	12,5	6,25	12,51	11,35
Pot.de diseño (MW)	14,996	14,994	14,999	14,985	14,991
Pot.media anual (MW)	23402,75	24531,5	24876,25	25040,75	25284
Pérdidas ef.cos (kW)	1461,72	1828,24	2127,14	2302,3	3193,18
Pérdidas sombras(kW)	1147,5	371,93	194,32	92,39	16,25
Pérdidas bloqueos (kW)	0,95	0,69	0,46	0,49	0,24
Pérdidas atenuación(kW)	463,16	451,66	452,7	419,88	417,32
Pérdidas spillage(kW)	264,31	192,9	182,09	99,02	172,53
Pérdidas totales/Nº Helióstatos (kW)	10,24	8,65	8,83	8,67	10,67
Coste de diseño (€/kW)	370,345	372,965	378,0	384,360	405,840
Parámetro de optimización (€/kWh)	0,237	0,228	0,227	0,23	0,24

Tabla 5

Se representa, a continuación en la **Figura 4.18**, la configuración del campo óptimo con sus respectivas energías medias anuales, para una **inclinación del terreno de 7.5°** que fue en este caso la de menor **valor del parámetro optimizado**.

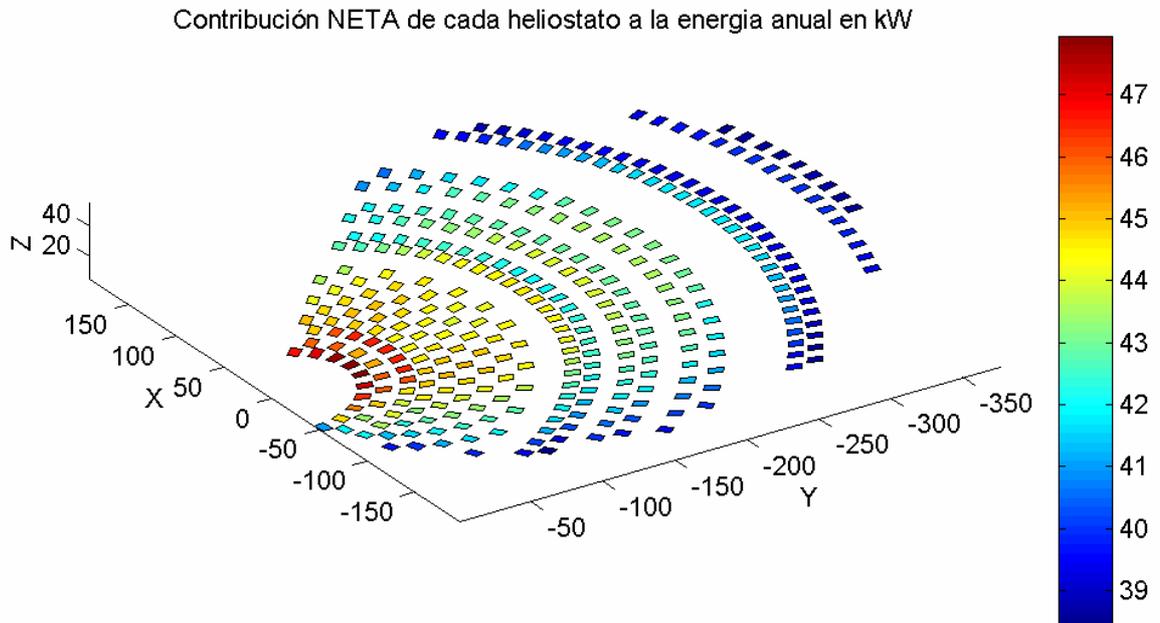


Figura 4.18: En esta ocasión aparece una configuración no simétrica de campo óptimo, como es lógico dada la geometría de la parcela. A pesar de esto la distribución de potencia en cada helióstato no varía respecto a los otros ejemplos probados.

B) Se modela el terreno como un cono

Resultados

Se presenta a continuación la **Tabla 6**, resumen de los resultados obtenidos para el **campo óptimo**. La optimización se ha realizado para las siguientes pendientes:

- $\beta = -15^\circ$
- $\beta = 0^\circ$
- $\beta = 3,5^\circ$
- $\beta = 7,5^\circ$
- $\beta = 15^\circ$
- $\beta = 30^\circ$

Variables calculadas	$\beta = -15^\circ$	$\beta = 0^\circ$	$\beta = 3,5^\circ$	$\beta = 7,5^\circ$	$\beta = 15^\circ$	$\beta = 30^\circ$
Nºde helióstatos	323	328	332	334	344	361
Superficie total reflectante (m ²)	19053,2	19347,24	19583,19	19701,16	20291,01	21293,77
Thtopt (m)	60	60	60	61	60	77,15
Tiltopt (°)	34,4	25	12,5	7	0	0
Pot.en el punto de diseño (MW)	14,967	14,993	14,998	14,999	14,975	14,999
Pot.media anual (MWh)	23429	24461,5	24697,75	24820,25	25007,5	25235
Pérdidas ef.cos (kW)	1384,17	1804,29	1978,54	2114,61	2605,96	3452,35
Pérdidas sombras(kW)	1065,84	411,42	287,08	223,77	123,92	73,89
Pérdidas bloqueos (kW)	0,85	0,49	0,36	0,74	0,59	0,34
Pérdidas atenuación(kW)	460,05	439,8	443,68	439,45	441,67	422,72
Pérdidas spillage(kW)	257,81	178,1	195,52	158,31	170,32	131,79
Pérdidas totales/Nº Helióstatos (kW)	9,81	8,64	8,75	8,79	9,7	11,3
Coste de diseño(€/kW)	368,485	372,13	375,461	377,77	386,398	411,58
Parámetro de optimización (€/kWh)	0,235	0,228	0,227	0,228	0,231	0,244

Tabla 6

Se representa, a continuación en la **Figura 4.19**, la configuración del campo óptimo con sus respectivas potencias medias anuales, para una **inclinación del terreno de 3.5º** que fue en este caso la de menor **valor para el parámetro optimizado**.

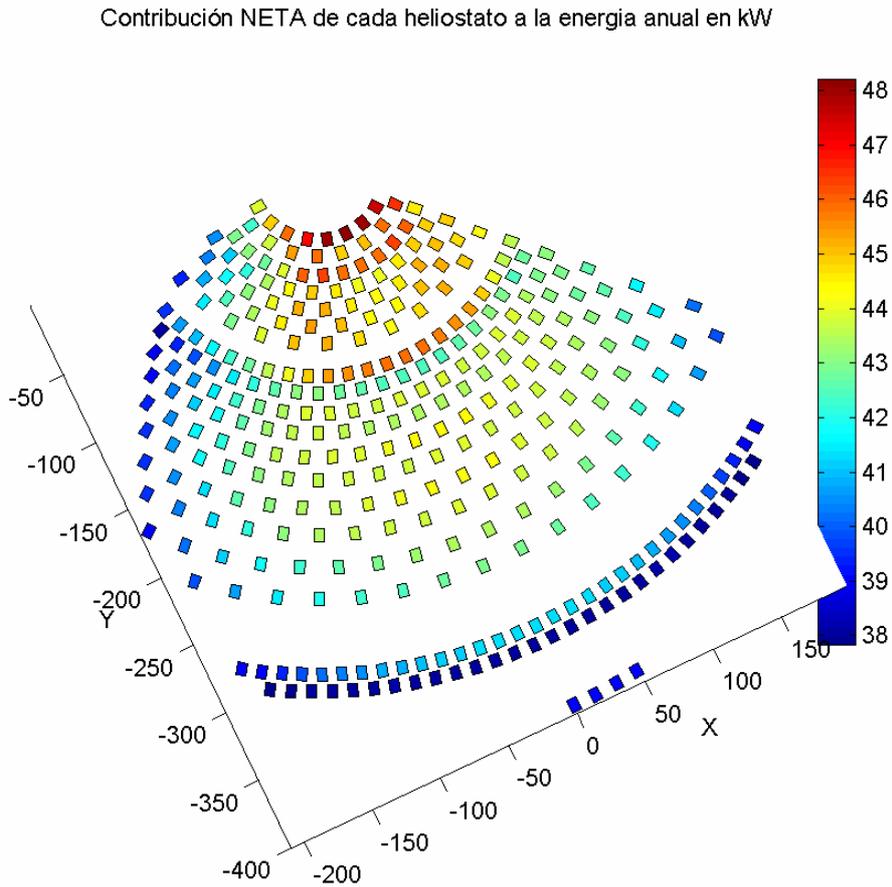


Figura 4.19: Configuración del campo óptimo. Se mantiene la similitud mostrada en todos los ejemplos anteriores.

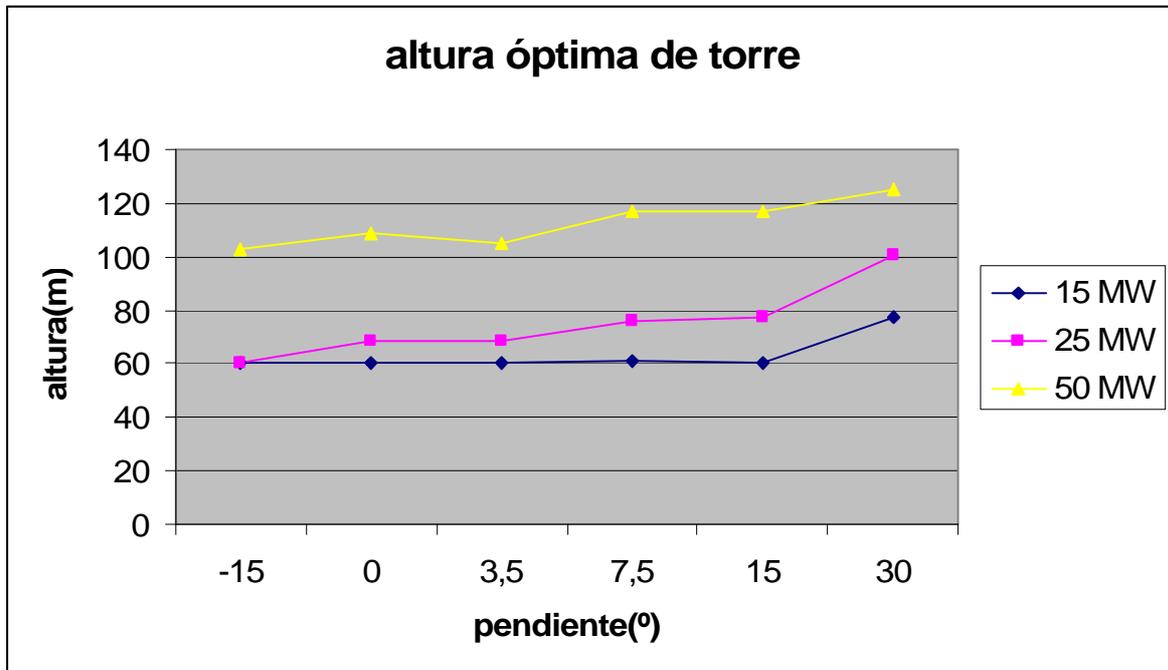
4.2) Resumen de resultados y conclusiones.

4.2.1) Resumen de resultados

□ **ALTURA DE TORRE ÓPTIMA**

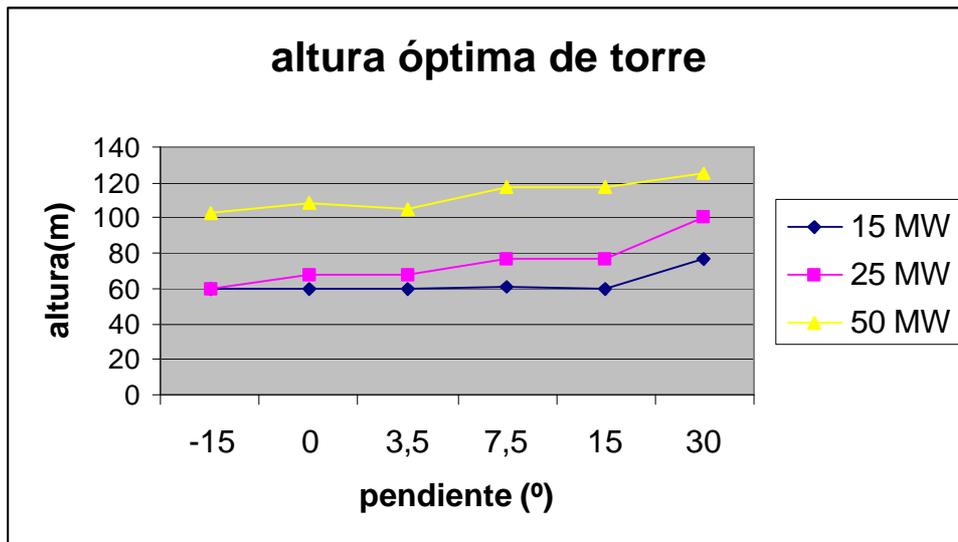
Plano

	-15(°)	0(°)	7,5(°)	15(°)	30(°)
15 (MW)	60	60	60	68,15	74,7
25 (MW)	60	60	76,25	75,25	94,65
50 (MW)	111,04	108,8	108,8	116,9	125



Cono

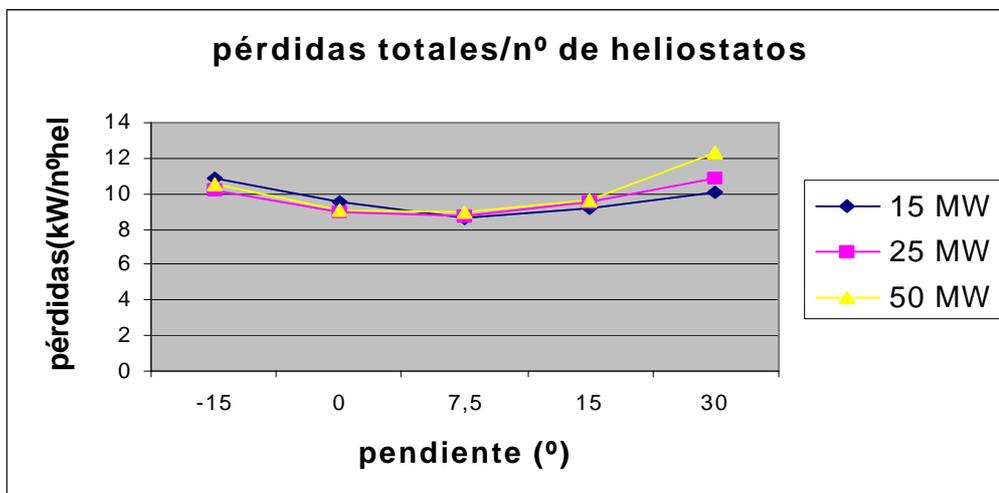
	-15(°)	0(°)	3,5(°)	7,5(°)	15(°)	30(°)
15 (MW)	60	60	60	61	60	77,15
25 (MW)	60	68,15	68,15	76,25	77,15	100,36
50 (MW)	102,4	108,75	104,7	116,9	116,9	125



□ PÉRDIDAS TOTALES/Nº DE HELIÓSTATOS

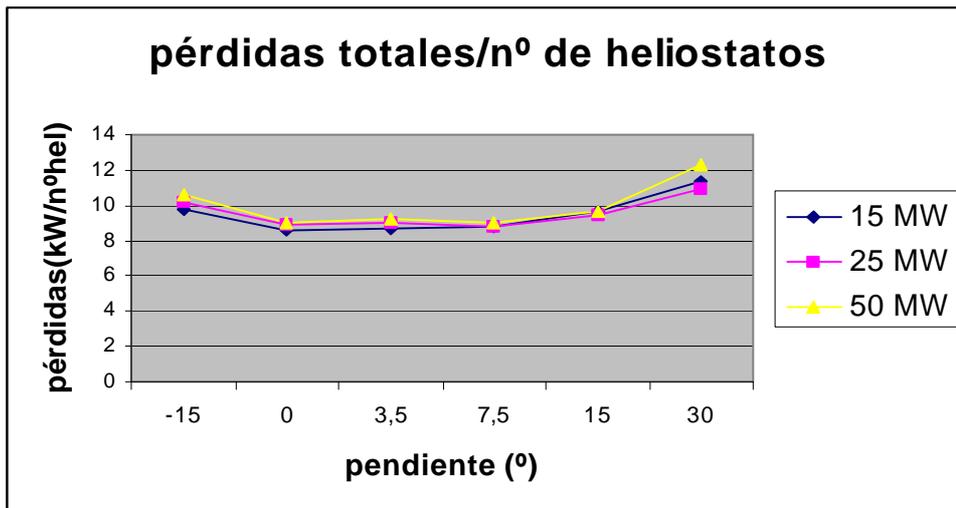
Plano

	-15(°)	0(°)	7,5(°)	15(°)	30(°)
15 (MW)	10,24	8,65	8,83	8,67	10,67
25 (MW)	10,85	9,53	8,59	9,14	10,03
50 (MW)	11,16	9,12	8,95	9,12	10,73



Cono

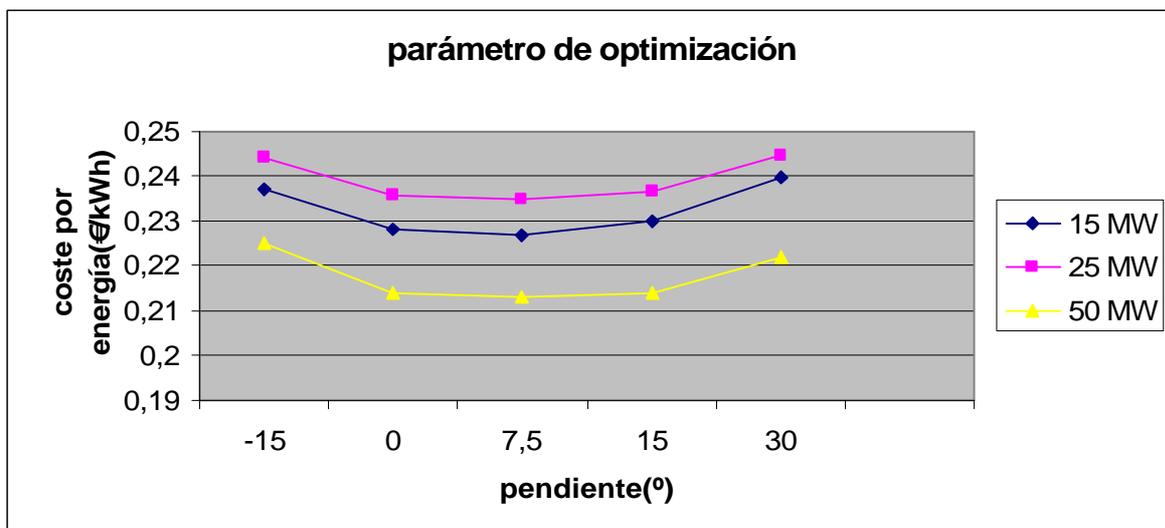
	-15(°)	0(°)	3,5(°)	7,5(°)	15(°)	30(°)
15 (MW)	9,81	8,64	8,75	8,79	9,7	11,3
25 (MW)	10,14	8,95	9,03	8,77	9,49	10,88
50 (MW)	10,58	9,06	9,25	8,97	9,6	12,29



□ PARÁMETRO ECONÓMICO DE OPTIMIZACIÓN

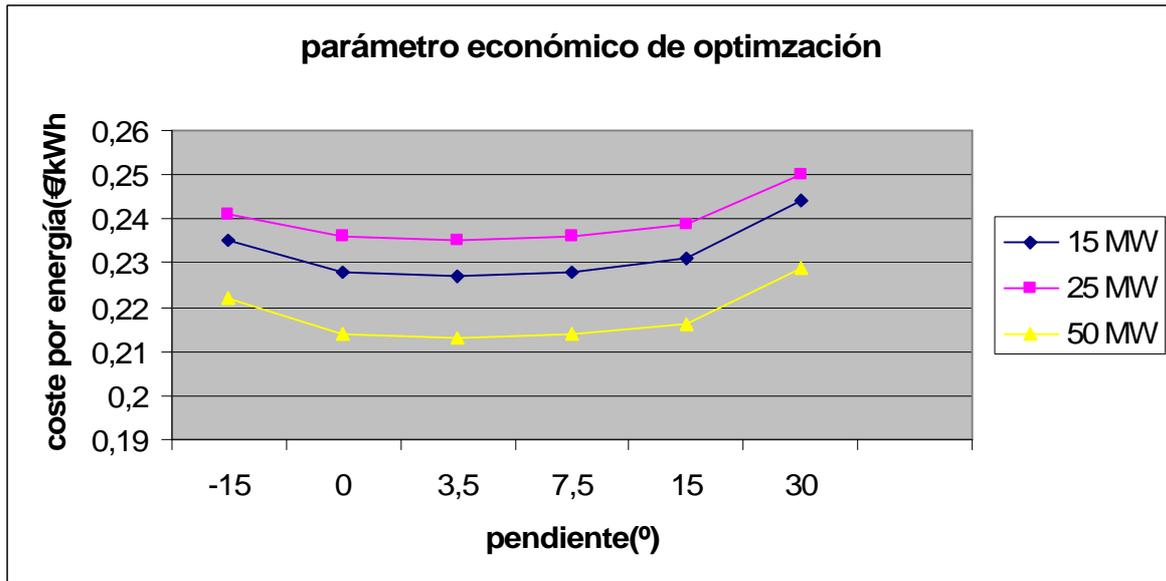
Plano

	-15(°)	0(°)	7,5(°)	15(°)	30(°)
15 (MW)	0,237	0,228	0,227	0,23	0,24
25 (MW)	0,2444	0,2359	0,2349	0,2365	0,2448
50 (MW)	0,225	0,214	0,213	0,214	0,222



Cono

	-15(°)	0(°)	3,5(°)	7,5(°)	15(°)	30(°)
15 (MW)	0,235	0,228	0,227	0,228	0,231	0,244
25 (MW)	0,241	0,236	0,235	0,236	0,239	0,25
50 (MW)	0,222	0,214	0,213	0,214	0,216	0,229



4.2.2) Conclusiones

Los objetivos planteados en el Capítulo 1 del presente proyecto fueron dos:

- Puesta a punto de la librería de funciones de Matlab (SCT), desarrollada por Marcelino Sánchez.
- Estudio de la influencia de la inclinación del terreno en la optimización de un SCR, a partir de las funciones de esta librería.

¿Se han cumplido estos objetivos? Puede decirse que sí. En primer lugar, se ha puesto en funcionamiento la librería de funciones para parcelas no horizontales, previa corrección de errores en el funcionamiento de determinadas funciones que daban lugar a fallos de cálculo en el programa que se pusieron de manifiesto en determinados ejemplos. En segundo lugar, se han ejecutado 33 ejemplos distintos para analizar las tendencias del proceso de optimización en función de la pendiente que presente el terreno, teniendo en cuenta también distintas potencias de diseño y los dos modelados distintos del terreno; de estos resultados se han obtenido conclusiones con lo que puede decirse que efectivamente se han cumplido los objetivos propuestos.

Del análisis de los resultados numéricos de las aplicaciones desarrolladas en el Capítulo 4, se puede afirmar que **los resultados más favorables para el parámetro elegido en la optimización**, (se ha explicado previamente que es una relación entre el coste de los principales componentes del sistema colector y la energía anual obtenida en el receptor) **son las pendientes suaves entre (3,5° y 7,5°)**. Esto se debe a que aparecen factores desfavorables tanto para pendientes positivas, como para las negativas, con tendencias contrapuestas, por lo que se compensan y resulta más favorable la inclinación del terreno intermedia.

⇒ Para *pendientes positivas* aparece como principal factor negativo, en cuanto a disminución del rendimiento óptico el **efecto coseno** que es además la pérdida, cuantitativamente, más importante. Esta disposición también conlleva **torres más altas**, lo que supone un inconveniente en cuanto a coste se refiere.

⇒ Para *pendientes negativas*, las pérdidas que se incrementan son las **sombras** y la **atenuación**; principalmente las sombras sufren un gran aumento, mientras que la atenuación disminuye de forma más moderada, en los casos extremos para -15° las sombras son casi un orden de magnitud mayor que la atenuación, mientras que para 30° las sombras son las que pasan a ser mucho más pequeñas.

En cuanto a las otras pérdidas consideradas **bloqueos y spillage** prácticamente no influyen: los primeros porque son nulos en cualquier caso, debido al mallado utilizado, y el segundo porque la inclinación del receptor palió el posible efecto desfavorable de la pendiente.

También señalar que la torre es el factor de coste, junto con el número de helióstatos que determina la optimización puesto que el coste del receptor es constante en cada aplicación al igual que el coste del terreno.

Este trabajo, sin embargo no tiene porque acabar aquí. El diseño de algo tan complejo como un SRC no es fácil de abordar por completo, y realizar una simulación que sea lo más aproximada a la realidad posible, implica tener en cuenta numerosos y complejos factores.

Caben pues muchos desarrollos posibles para el mejorar el programa y hacerlo más potente.

El procedimiento de mallado, por ejemplo, está limitado a los dos modelados de terreno explicados, el plano y el cono. Podría ampliarse esta capacidad generalizando el cálculo para terrenos genéricos; esto implicaría un procedimiento de cálculo de la posición para cada helióstato puesto que se perdería la simetría de revolución respecto a la torre que existe en los casos programados. Posiblemente sería necesaria una información mayor sobre la orografía del terreno para realizar el cálculo de la posición en cada punto.

También podría mejorarse el método de cálculo de sombras generadas por el propio terreno, puesto que este cálculo sólo es exacto cuando el terreno es un plano inclinado. Al igual que para el mallado haría falta una información detallada de la geometría del terreno y podría llegar a ser bastante complicado.

El aspecto de costes también puede ampliarse incluyendo otros aspectos existentes en las plantas: sistema de control, tuberías, estructuras, cimentaciones, posibles desmontes. No se han tenido en cuenta porque podrían interferir en los razonamientos usados sin que sean realmente determinantes en el cálculo de la posición óptima. Tenerlos en cuenta sin embargo, dará una idea más precisa del coste real del sistema.

También podría ser interesante el modelar las pérdidas en el receptor: convección, radiación, etc. Tampoco se han tenido en cuenta porque ni el tamaño ni el tipo de receptor son variables de la optimización, pero en un proceso más complejo y con más variables de optimización sería bueno incluir las distintas características del receptor y en ese caso si sería conveniente modelar estas pérdidas en el receptor.

Por último, señalar que también podría desarrollarse una interface de usuario para el uso del programa, para ir perfilando un posible software comercial.

