

Trabajo de Fin de Grado

Grado en Ingeniería de las Tecnologías
Industriales

Análisis termoeconómico de una central
termosolar de torre con sales fundidas

Autor: Clara Serrano Ruiz

Tutores: Manuel Antonio Silva Pérez
Carlos Gómez Camacho

Dep. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2015



1. Resumen

El presente trabajo tiene por objetivo realizar el análisis energético, económico y termoeconómico de una central solar termoeléctrica de receptor central operando con sales fundidas como fluido de trabajo y con sistema de almacenamiento térmico ubicada en la provincia de Sevilla.

Se ha abordado tanto el diseño del campo solar, compuesto por el campo de helióstatos y el receptor central, como la optimización y simulación de la central. Se ha partido de una serie de condiciones iniciales tomadas de un documento de referencia [Evaluación del Potencial de Energía Solar Termoeléctrica, IDAE]. Para su resolución se ha recurrido al uso del software SAM (System Advisor Model).

Además de ello, se realiza tanto un análisis energético y económico de la central como un análisis termoeconómico, a partir de los datos obtenidos de su simulación, comentando los resultados de estos análisis.

Índice

1.	Resumen.....	3
2.	Índice de tablas.....	7
3.	Índice de Figuras	8
4.	Objetivos del trabajo	9
5.	Antecedentes	10
5.1.	Tecnologías de los sistemas solares de concentración.....	10
5.2.	Captadores cilindro parabólicos	12
5.3.	Concentradores lineales fresnel	14
5.4.	Disco parabólico Stirling	15
5.5.	Sistemas de receptor central.....	16
5.5.1.	Sistema de captación de la Energía Solar	18
5.5.2.	Sistema de conversión de la Energía Solar a Térmica	19
5.5.3.	Sistema de almacenamiento de Energía Térmica.....	22
5.5.4.	Sistema de Producción de Potencia	24
5.5.5.	Sistema Auxiliar	25
6.	Metodología	26
6.1.	Dimensionado	26
6.1.1.	Descripción de la herramienta SAM	26
6.1.2.	Descripción de la central	27
6.2.	Análisis Energético y Económico	39
6.3.	Análisis Termoeconómico	41
6.3.1.	Balance exergético.....	44
6.3.2.	Balance termoeconómico.....	48
7.	Resultados	55
7.1.	Dimensionado	55
7.2.	Análisis Energético y Económico	56
7.3.	Análisis Termoeconómico	60
8.	Discusión de los resultados del análisis termoeconómico	64
9.	Conclusiones	66
10.	Referencias y bibliografía.....	67

11. Anexos.....	68
ANEXO 1. Parametrización de la central.....	68
ANEXO 2. Elección del día representativo	72
ANEXO 3. Distribución de costes de operación y mantenimiento.....	75
ANEXO 4. Representación gráfica de las exergías	76

2. Índice de tablas

Tabla 1. Emplazamiento de la central.....	28
Tabla 2. Parámetros de referencia campo de heliostatos.....	29
Tabla 3. Parámetros de referencia torre y receptor	30
Tabla 4. Parámetros sistema de almacenamiento.....	30
Tabla 5. Parámetros del Ciclo de Potencia.....	31
Tabla 6. Costes unitarios campo de heliostatos	31
Tabla 7. Costes unitarios preparación del terreno	31
Tabla 8. Otros costes fijos del campo solar	32
Tabla 9. Costes unitarios nominales del receptor central	33
Tabla 10. Costes unitarios sistema de almacenamiento de la energía térmica	34
Tabla 11. Costes unitarios del bloque de potencia	34
Tabla 12. Geometría del Receptor.....	55
Tabla 13. Costes del sistema de captación de la energía solar.....	56
Tabla 14. Costes del Sistema de conversión de energía solar a térmica	57
Tabla 15. Costes sistema de almacenamiento de la energía térmica.....	57
Tabla 16. Costes sistema de conversión de la energía térmica a eléctrica	57
Tabla 17. Resumen de la simulación de la central	59
Tabla 18. Coste exergético unitario sales fundidas	60
Tabla 19. Resultados corrientes campo solar, análisis día representativo	60
Tabla 20. Coste unitario promedio del fuel, análisis día representativo	61
Tabla 21. Costes actualizados y anualizados, análisis día representativo	61
Tabla 22. Parámetros termoeconómicos, análisis día representativo.....	61
Tabla 23. Resultados corrientes campo solar, análisis anual	62
Tabla 24. Coste unitario promedio del fuel, análisis anual.....	62
Tabla 25. Costes actualizados y anualizados, análisis anual	62
Tabla 26. Parámetros termoeconómicos, análisis anual	63
Tabla 27. Resultados parametrización de la central.	71
Tabla 28. Días cercanos a la producción media	73
Tabla 29. Costes de operación y mantenimiento del campo solar	75

3. Índice de Figuras

Figura 1. Esquemas STCS [www.volker-quaschnig.de]	11
Figura 2. Plataforma solar térmica de Almería [www.twenergy.com].....	12
Figura 3. Esquema del tubo absorbente CCP [2]	13
Figura 4. Esquema de un CCP [UTFSM, Estudio de contribución de ERNC al SIC al 2025 (2008)]	13
Figura 5. Esquema CLFR [www.millenniumenergies.com].....	14
Figura 6. Disco Parabólico Stirling [temposenergia.es]	15
Figura 7. PS10 y PS20 Sanlúcar la Mayor (Sevilla) [www.abengoasolar.com]	17
Figura 8. Campo de Heliostatos Plataforma Solúcar, Sevilla. [www.abengoasolar.com]	19
Figura 9. Esquema de funcionamiento de la central PS10 [www.abengoasolar.com]	21
Figura 10. SRC con almacenamiento en sales fundidas [2]	24
Figura 11. Esquema del ciclo con intercambiador como generador de vapor. [Google Imágenes]	25
Figura 12. Esquema SRC con sales fundidas y almacenamiento [Solar Two]	28
Figura 13. Patrones de flujo en el receptor [SAM]	30
Figura 14. Esquema Balance en el Campo Solar	42
Figura 15. Proceso preparación fluido de trabajo	43
Figura 16. Distribución Campo Solar	56
Figura 17. Porcentajes de los costes totales de los sistemas.....	58
Figura 18. PPA y Energía Anual Producida en función del Múltiplo Solar	59
Figura 19. Producción mensual de energía	72
Figura 20. Producción diaria de energía	73
Figura 21. Producción de energía 25 marzo.....	74
Figura 22. Radiación directa horaria 25 marzo	74
Figura 23. Comparación energías mensuales a lo largo del año.....	76
Figura 24. Comparación energías día representativo.....	77
Figura 25. Consumo mensual seguidores solares.....	77
Figura 26. Consumo seguidores solares día representativo.....	78
Figura 27. Fracción del enfoque óptico del campo	78

4. Objetivos del trabajo

Este trabajo tiene por objeto analizar los parámetros más importantes a la hora de diseñar una central termosolar de torre con sales fundidas a la que se le añade un sistema de almacenamiento térmico.

Por tanto, los principales objetivos del presente trabajo de fin de grado son:

- Adquirir los conocimientos sobre la estructura y funcionamiento de las centrales termosolares de torre para llevar a cabo el estudio de una central con esta clase de tecnología.
- Generar el campo solar y optimizar la central a partir de ciertas variables objetivo utilizando para ello el programa SAM (System Advisor Model).
- Analizar energética y económicamente la central a partir de los resultados obtenidos y de su simulación.
- Realizar un análisis termoeconómico de la central mediante los datos diarios y anuales obtenidos en su simulación y la estimación de sus costes.

5. Antecedentes

En este apartado se describen los sistemas termosolares de concentración solar así como la realización de una revisión de las distintas tecnologías de concentración solar.

5.1. Tecnologías de los sistemas solares de concentración

La tecnología solar termoeléctrica, en la que están basadas las centrales termosolares, consiste en concentrar la radiación procedente del Sol para calentar un fluido (agua, aceite, sales fundidas...) y posteriormente producir electricidad. Las primeras centrales comerciales que integraron este tipo de tecnología comenzaron a funcionar en California a mediados de la década de los ochenta.

Los Sistemas Termosolares de Concentración (STCS) se agrupan una serie de sistemas basados en distintas tecnologías diseñadas para la conversión de la radiación solar directa en otra forma de energía, tanto para su utilización inmediata como para su almacenamiento, mediante el uso de concentradores.

Aunque los campos de aplicación de los STCS son diversos, es en los campos de generación de electricidad y de vapor donde estos sistemas han alcanzado su mayor grado de desarrollo, dando lugar a las Centrales Energéticas Termosolares (CETS). Las CETS son uno de los sistemas de mayor potencial de contribución a la satisfacción de la demanda energética, especialmente en las regiones situadas en el llamado cinturón solar. Además, constituyen el medio más económico para la generación de electricidad a partir de la energía solar.

Una CETS se compone de un sistema colector, un sistema receptor y un sistema de conversión de potencia, pudiendo además incluir un sistema de almacenamiento térmico y un sistema de combustible fósil o renovable que la complementa con el aporte energético necesario dando lugar a las centrales híbridas.

Las ventajas que aporta la hibridación en las instalaciones solares son:

- Adaptar generación a demanda de electricidad
- Estabilidad de la producción en los transitorios
- Mayor gestionabilidad
- Mayor utilización de los equipos de generación eléctrica
- Mayor rendimiento del ciclo de Rankine
- Apoyo en arranques

Entre estas tecnologías, hay cuatro que destacan por su grado de desarrollo y utilización en centrales termosolares de concentración. Atendiendo a la tecnología de su sistema de concentración de la radiación incidente se distinguen:

- Los sistemas de canal cilindro parabólico (CCP).
- Los concentradores lineales de Fresnel (CLFR).
- Los sistemas de receptor central (CRS).
- Los discos parabólicos (DP) o paraboloides de revolución.

Los dos primeros concentran la radiación solar en una línea focal (concentración en dos dimensiones) mientras que los dos últimos lo hacen en un foco puntual (concentración en tres dimensiones), pudiendo alcanzar por ello mayores relaciones de concentración.

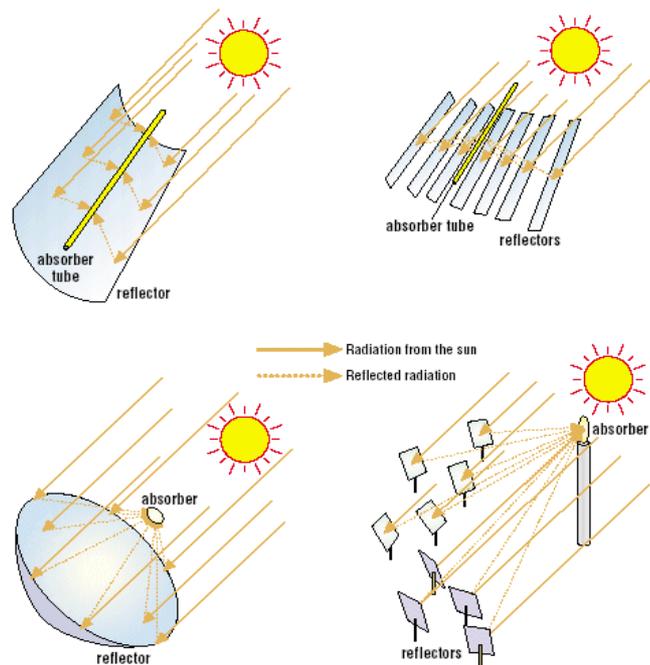


Figura 1. Esquemas STCS [www.volker-quaschnig.de]

El grado de desarrollo de las distintas opciones de las CETS es diverso. Mientras que los sistemas de colectores cilindro-parabólicos se encuentran en una etapa cercana a la madurez, gracias principalmente al impulso conseguido con las centrales SEGS en el desierto de Mojave (California, USA), tanto los sistemas de receptor central como los de paraboloides de revolución se encuentran todavía en una etapa de madurez tecnológica. Sin embargo, estas dos opciones presentan el atractivo de su capacidad para la obtención de altas temperaturas y, por tanto, de su integración con ciclos de alto rendimiento.

Además, presentan un gran potencial de reducción de costes.

A continuación se describen cada uno de los sistemas citados, cuya información viene proporcionada más detalladamente en Espejo y García, 2010 [1].

5.2. Captadores cilindro parabólicos

En este tipo de tecnología los captadores tienen la forma de un cilindro parabólico. Manteniéndose orientados según la posición del Sol, los rayos solares recibidos se concentran unas 70-100 veces en un tubo receptor situado en la línea focal del cilindro. El tubo receptor absorbe esta radiación y transmite el calor al fluido de transferencia térmica que circula por su interior hasta alcanzar una temperatura que oscila entre los 350 y 550°C. Este aceite, bombeado por el tubo absorbedor, se hace pasar a través de una serie de intercambiadores de calor para producir vapor sobrecalentado que, posteriormente, se convierte en energía eléctrica a través de una turbina de vapor convencional.

Como el aceite térmico alcanza una temperatura máxima de unos 400°C aproximadamente, se limita la eficiencia de la conversión del ciclo de turbina. Por esta razón se están investigando alternativas o desarrollando fluidos más avanzados, como por ejemplo, la generación directa de vapor en los tubos absorbedores o el uso de sales fundidas como fluidos de transferencia térmica.



Figura 2. Plataforma solar térmica de Almería [www.twenergy.com]

En esta clase de tecnología puede incorporarse un almacenamiento de energía tal y como se comentó anteriormente. Para ello, la opción más utilizada es el uso de un tanque de sales fundidas que acumula la energía para ser distribuida en otro momento. También permite soluciones bastante sencillas de hibridación con otras tecnologías, pudiendo utilizarse un combustible fósil tradicional o biomasa para producir electricidad durante la noche o en días nublados, o para apoyar la operación solar.

El campo solar de esta clase de tecnología está compuesto principalmente por los siguientes elementos, que pueden apreciarse en la Figura 3:

- El reflector cilindro parabólico, el cual refleja y concentra sobre el tubo absorbente la radiación solar directa que incide sobre su superficie.
- El tubo absorbente, que suele constarse de dos tubos concéntricos separados por un anillo vacío. El tubo interior por el que circula el fluido que se calienta es metálico y el tubo exterior de cristal. El tubo metálico lleva un recubrimiento selectivo que posee una elevada absorptividad ($>90\%$) y una baja emisividad en el espectro infrarrojo ($<30\%$), lo que le proporciona un elevado rendimiento térmico. El tubo de cristal que rodea al tubo interior metálico tiene la doble misión de reducir las pérdidas térmicas por convección en el tubo metálico y de proteger de las inclemencias meteorológicas su recubrimiento selectivo.

El tubo absorbente es uno de los elementos fundamentales de todo CCP, ya que de él depende en gran medida el rendimiento global del colector.

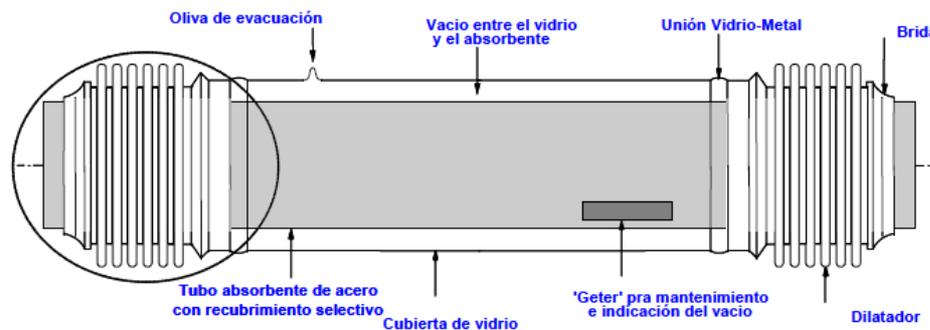


Figura 3. Esquema del tubo absorbente CCP [2]

- El sistema de seguimiento del Sol, que orienta a los reflectores alrededor de un eje, siguiendo la trayectoria diaria del Sol.
- La estructura metálica del colector para darle rigidez.

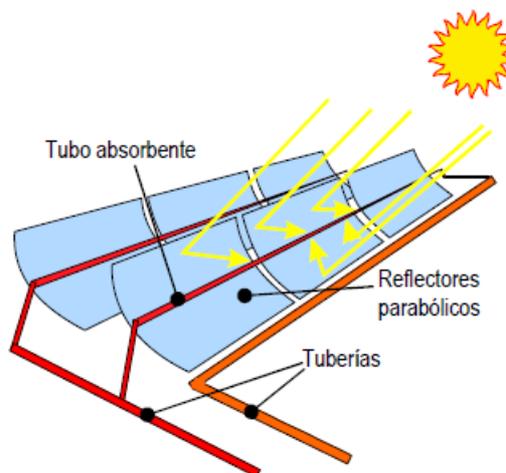


Figura 4. Esquema de un CCP [UTFSM, Estudio de contribución de ERNC al SIC al 2025 (2008)]

El rendimiento de las centrales termosolares de concentradores parabólicos se encuentra en la actualidad en el rango del 12-14%. Sin embargo, se trata de la tecnología más madura y extendida a nivel mundial. Este tipo de centrales fueron las primeras en desarrollarse en lo que a generación eléctrica a partir de energía termosolar se refiere y es, como consecuencia, la tecnología con mayor potencia instalada en España. [4]

5.3. Concentradores lineales fresnel

Esta tecnología, al igual que la de cilindros parabólicos, también se basa en filas de reflectores solares. Sin embargo, en este caso los concentradores son planos o con una curvatura muy pequeña, focalizando la radiación que reflejan en un receptor fijo situado sobre los espejos.

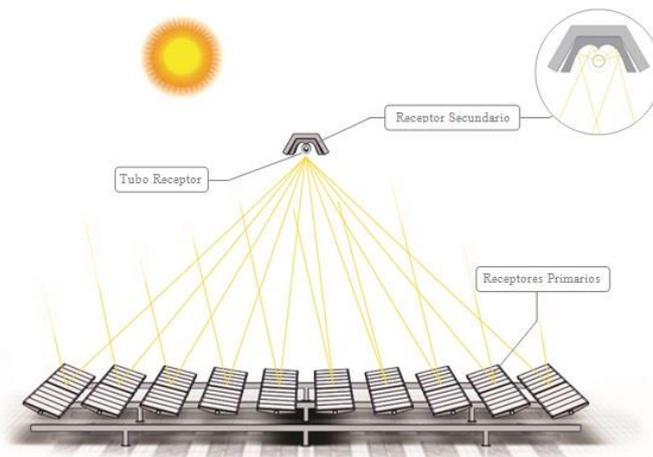


Figura 5. Esquema CLFR [www.millenniumenergies.com]

Estos concentradores lineales son similares a los concentradores cilíndricos parabólicos, pero desarrollados a lo largo de un plano. Las lamas se colocan sobre una estructura giratoria, movida por un pequeño motor, que permite el correcto seguimiento del sol.

Las ventajas respecto a los concentradores cilíndrico parabólicos son: Una menor superficie al viento, la eliminación de las juntas rotativas de los colectores cilindros parabólicos al tener el tubo absorbedor fijo, la ocupación del terreno es aproximadamente la mitad de los colectores cilindro parabólicos, que las estructuras portátiles son sencillas y de fácil instalación y las cimentaciones son más pequeñas. Pero la principal ventaja de los concentradores lineales es que se facilita la generación directa de vapor al utilizar agua como fluido calo-portador, eliminándose la necesidad de intercambiadores de calor.

Por contra, sus desventajas son que se producen sombras entre las lamas, sobre todo al amanecer y al atardecer, lo que reducen su rendimiento entre un 25% y un 30%. Sin embargo, la sencillez de estos sistemas conlleva una reducción de los costes que compensa su menor rendimiento.

En la actualidad, esta tecnología se encuentra menos extendida, ya que la temperatura que alcanza el fluido en el campo solar es inferior al resto de tecnologías. Su desarrollo dependerá de la capacidad de reducir los costes de inversión y de generación a fin de ser competitivos ante su menor rendimiento: se estima que los costes deberían ser un 40% inferior a los de canal parabólico para poder ser competitivos.

5.4. Disco parabólico Stirling

Las centrales de discos parabólicos con motores Stirling se componen básicamente de un conjunto de reflectores con forma de paraboloide de revolución, un receptor situado en el foco de dicho paraboloide y un sistema de generación eléctrica compacto (motor o turbina más alternador), que suele formar un solo bloque con el receptor.

En este tipo de tecnología se concentra la radiación solar incidente sobre el disco parabólico en un receptor colocado en su foco, en el que se encuentra acoplado un transformador termomecánico. El motor Stirling consta de dos cilindros, uno en el foco frío y el otro en el caliente, unidos por un conducto. El gas de trabajo (generalmente, helio o hidrógeno) se mueve entre el cilindro caliente, que es el que recibe la radiación, y el cilindro frío por medio de un juego de pistones y bielas unidas a un volante común.



Figura 6. Disco Parabólico Stirling [temposenergia.es]

Cada unidad produce electricidad de manera independiente, que puede ir desde los 3kW (diseño de Infinia), 10kW (Schlaich, Bergermann & Partner), 25 kW (SAIC/STM) hasta el 'Big Dish' de más de 100 kW de la Universidad Nacional de Australia.

Este tipo de tecnología elimina la necesidad de utilizar agua en la generación de energía, lo que supone una ventaja respecto a los diseños con las otras tecnologías. Por otro lado, como cada unidad supone un equipo individual, estos discos parabólicos no resultan tan adecuados para su utilización en grandes centrales, pero sí para la generación distribuida y descentralizada o en instalaciones independientes, al ser modulables y fáciles de acoplar en terrenos no planos.

5.5. Sistemas de receptor central

Dentro de las principales tecnologías que se utilizan en centrales de Energía Solar Térmica por Concentración, este trabajo se centra en un sistema de receptor central con almacenamiento que usa como fluido sales fundidas tanto en el circuito del receptor como en el sistema de almacenamiento térmico.

Este tipo de sistemas (SRC) concentran la radiación solar mediante un sistema colector compuesto por un conjunto más o menos numeroso de reflectores planos llamados helióstatos, orientados individualmente según la posición del Sol que dirigen la radiación solar concentrándola hasta 600-1000 veces hacia un receptor central, situado a cierta altura del suelo sobre una torre, donde se transmite el calor a un fluido con el objetivo de generar vapor y expandirlo posteriormente en una turbina acoplada a un generador eléctrico.

Por tanto concentran la radiación en un foco puntual (tres dimensiones) pudiendo alcanzar una mayor razón de concentración y operando efectivamente a temperaturas más elevadas.

Las elevadas temperaturas (entre 500°C y 800°C) que pueden llegar a alcanzar los fluidos con esta tecnología permiten su aplicación no sólo para accionar ciclos de vapor, sino también para turbinas de gas y sistemas de ciclo combinado. Estos sistemas pueden lograr hasta el 35% de eficiencia pico y el 25% de eficiencia eléctrica solar anual cuando acompañan a una central térmica de ciclo combinado. La tecnología de torre puede incorporar un almacenamiento de energía de hasta 15 horas, de modo que el sistema puede proporcionar energía aún en condiciones de nubosidad o de noche. En la actualidad, la solución más utilizada es el uso de un tanque de almacenamiento de agua/vapor o sales fundidas que acumula la energía para ser distribuida en otro momento. De esta manera puede conseguirse un funcionamiento continuo de la central a lo largo de las 24 horas del día.



Figura 7. PS10 y PS20 Sanlúcar la Mayor (Sevilla) [www.abengoasolar.com]

Esta tecnología ha sido probada con éxito durante varios años en la Plataforma Solar de Almería. En la actualidad, existen solamente tres centrales de este tipo localizadas en España (PS10 y PS20, de 11MW y 20MW, Figura 7, con agua como fluido de trabajo; y Gemasolar, de 17MW, con tecnología de sales fundidas y almacenamiento de 15 horas).

Se estima que los ratios de costes de generación por kWh podrían ser inferiores a los de las centrales de canal parabólico, y ello, unido a que el rendimiento de las centrales de torre también suele ser mayor, provoca un aumento en el interés por este tipo de tecnología.

Entre ellas, la tecnología de torres de sales fundidas permite operar a temperaturas más altas y, por tanto, obtener mejores rendimientos tanto energético como exergético.

Componentes de los Sistemas de Receptor Central

Los principales componentes de los que consta una central termosolar de receptor central con almacenamiento en sales fundidas para su funcionamiento son:

- Sistema de captación de la Energía Solar:
 - Campo de helióstatos
 - Sistema de seguimiento solar
- Sistema de conversión de la Energía Solar en Térmica:
 - Torre y receptor central
 - Fluido de transferencia
 - Sistema de control

- Sistema de almacenamiento de la Energía Térmica.
- Sistema de producción de potencia
- Sistema auxiliar

5.5.1. Sistema de captación de la Energía Solar: Campo de Heliostatos y Sistema de seguimiento Solar

En este sistema se encuentra el campo de heliostatos, cuya función es la de concentrar la radiación solar y dirigirla hacia el receptor.

Los heliostatos, que junto con la torre central representan el elemento más característico de este tipo de centrales termosolares, también son su elemento más costoso, llegando a suponer entre el 30-50% de su coste total de construcción.

Cada helióstato de una central de receptor central tiene entre 50 y 150m² de superficie reflectante, formada generalmente por varios espejos ligeramente cóncavos instalados sobre un pilar en común para reducir costes.

Las superficies reflectantes más empleadas hasta hoy son los llamados helióstatos vidrio/metal compuestos por compuesto por una plancha de acero como estructura de soporte, una capa adhesiva, una capa protectora de cobre, una capa de plata reflectora, y por último una gruesa capa protectora de vidrio.

También se han empleado otras superficies a base de partículas poliméricas de alta reflectividad, pero estas tienen una menor durabilidad aunque, al introducir capas más finas, permite reducir costes de materiales y el peso.

La estructura soporte hace de unión entre el colector y la cimentación. Debe soportar las cargas más desfavorables a las que pueda verse sometido, tanto por el peso y dimensiones del espejo como por la carga del viento.

La estructura posee un motor eléctrico que permite la orientación del espejo mediante giros en acimutal y en altura, es lo que se conoce como sistema de seguimiento solar.

Este mecanismo no permite efectuar el perfecto seguimiento solar que es requerido por sí solo, necesita comunicación constante con el sistema de control central de la planta, el cual garantiza la optimización del consumo eléctrico del sistema de actuación de los helióstatos, así como la distribución óptima del flujo solar incidente en el receptor, además de minimizar el tiempo de desapunte del campo solar.

La distribución de los espejos sobre el campo solar requiere de grandes cálculos para su optimización, pero, normalmente, las configuraciones se reducen a dos posibilidades: campo norte y campo circular.

Según la latitud del emplazamiento y el tamaño de la central, se elegirá una u otra configuración. En general, cuanto más lejos se encuentra la central del ecuador, mayor es la eficiencia de un campo norte respecto a uno circular. Sin embargo, el campo norte requiere de torres más altas para una misma potencia térmica en el receptor aumentando así el coste.



Figura 8. Campo de Heliostatos Plataforma Solúcar, Sevilla. [www.abengoasolar.com]

5.5.2. Sistema de conversión de la Energía Solar a Térmica: Receptor Central, Torre y Fluido Térmico

El receptor es el elemento donde se concentra la energía solar proveniente de los helióstatos para transformarla en energía térmica en el fluido de trabajo. Para que la concentración sea la máxima posible se reducen los efectos de sombras y bloqueos del campo de heliostatos colocando el receptor a cierta altura sobre una torre. Además, sus dimensiones deben permitir un reparto homogéneo del flujo de radiación como para que no se produzcan picos de flujo que perjudicarían a la vida útil del receptor y disminuyendo a su vez el “spillage”, que es el desbordamiento de radiación en los contornos del receptor.

La altura de la torre es uno de los parámetros más importantes en el proceso de optimización del campo solar, dado que siempre existe un óptimo técnico a partir del cual, un incremento en la altura de la torre perjudica los rendimientos generales del campo. Puede existir además un óptimo económico que delimite una altura de torre inferior a la determinada por el óptimo técnico, ya que es posible llegar a un punto a partir del cual, el coste añadido a una altura de torre superior no compense el ahorro provocado por una mejora del rendimiento general del campo.

Existen en la actualidad diversos tipos de receptores cuya elección depende de factores técnico-económicos. En cualquier caso, los receptores buscan cumplir con una serie de puntos comunes:

- Tamaño óptimo para minimizar pérdidas térmicas.
- Alto flujo de radiación incidente.
- Diseño optimizado para trabajar a los límites máximos de temperatura de los componentes metálicos.
- Máxima eficiencia térmica.

Los receptores pueden clasificarse atendiendo a distintos criterios, tanto desde un punto de vista geométrico, como el mecanismo de transferencia de calor o el fluido de trabajo.

Clasificación según su geometría

Atendiendo a su geometría, se puede distinguir entre receptores de cavidad o externos, y estos últimos a su vez pueden ser cilíndricos, semicilíndricos o planos. Los receptores tipo cavidad suelen tener forma de paralelepípedo con una cara abierta y orientada hacia el campo de colectores, que se cierra con una cubierta aislante durante las horas de paro para reducir las pérdidas de calor por convección y radiación y que, en algunos casos, puede incluso protegerse mediante una lámina de cristal de cuarzo.

Las caras restantes se aíslan térmicamente. La superficie interior de estas caras, que es la superficie absorbente propiamente dicha, está recorrida por un serpentín por el que circula el fluido térmico [3].

En cambio, los receptores externos están formados por tubos absorbentes que conforman la superficie lateral del receptor y abarcan todo el perímetro de la torre, de forma que las pérdidas térmicas hacia el ambiente son mucho mayores que en los receptores de cavidad.

En el ámbito económico, el volumen del receptor, así como el número de componentes y sus costes son mayores para los de cavidad. Pero, al ser más voluminosos, éstos son más adiabáticos que los externos, reduciéndose de esta forma los transitorios al cambiar las condiciones de contorno.

Clasificación según el mecanismo de transferencia

Por el mecanismo de transferencia de calor se distinguen los receptores de absorción directa y de absorción indirecta, contando entre éstos con los tubulares, los de placa y los volumétricos, ya sean atmosféricos o presurizados.

En los tubulares la superficie de absorción se compone de paneles de tubos a través de los que circula un fluido de trabajo. En los receptores volumétricos la absorción de calor es tridimensional, donde la radiación solar concentrada calienta el absorbente en todo su volumen y al mismo tiempo un fluido de trabajo circula a través de éste calentándose por convección, evitando así las pérdidas de transmisión de calor asociadas a dicho mecanismo.

Clasificación según el fluido de trabajo

Por último, en cuanto al fluido de trabajo, el cual transporta el calor desde el receptor hasta el punto de demanda con o sin almacenamiento que adecúe la demanda, los más utilizados son los siguientes [3]:

- Agua/vapor. Es el medio de transporte de calor más usado en la industria. La gran ventaja del uso de este fluido de trabajo es que tras alcanzar las condiciones de diseño en el receptor, el vapor se expande directamente en la turbina sin necesidad del uso de intercambiadores intermedios. Centrales como la PS10 y la PS20 lo usan como fluido de trabajo.

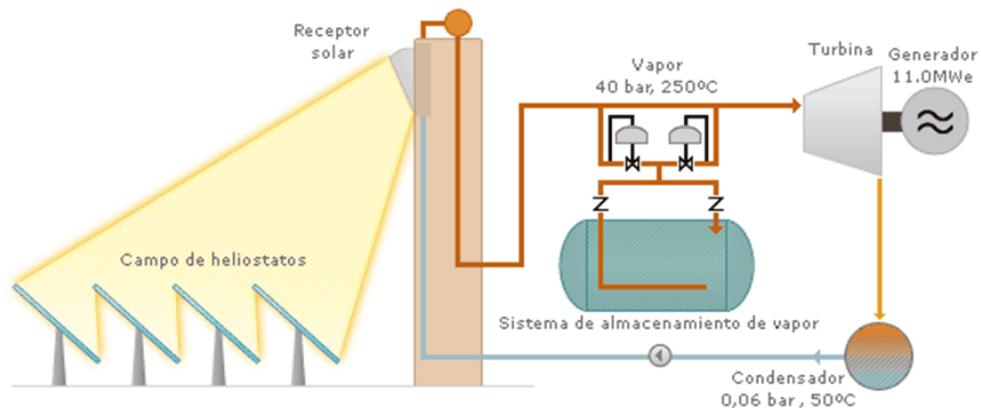


Figura 9. Esquema de funcionamiento de la central PS10 [www.abengoasolar.com]

- Sales fundidas. Consisten en una mezcla binaria de nitrato de sodio y potasio con un punto de fusión apropiado para la generación de vapor. La mezcla, en estado líquido, circula por el circuito primario, normalmente presurizado con nitrógeno, que transporta el calor hasta el circuito secundario, que es el encargado de producir vapor y mover el grupo turboalternador. La ventaja de la mezcla de sales se basa en su elevada conductividad, calor específico elevado y punto de fusión elevado operando a bajas presiones. Es un medio adecuado tanto como fluido de trabajo en el receptor como de almacenamiento térmico, ya que es estable hasta los 565°C aproximadamente y permanecen en estado líquido hasta unos 245°C, debiendo tener en cuenta esta alta temperatura de

solidificación para evitar que ésta ocurra en tuberías, intercambiadores y depósito de almacenamiento. Este es el caso de Gemasolar, propiedad de la empresa Torresol Energy, la cual es la primera central comercial de receptor central con sistema de almacenamiento en sales fundidas.

- Sodio líquido. Permite alcanzar tasas muy elevadas de flujo de calor, entre 1,2 y 1,75MW/m², lo que permite construir receptores muy compactos y de alto rendimiento. Una dificultad del uso de este fluido es su capacidad de reaccionar con el agua y el aire siendo el riesgo de explosión o incendio muy elevado y, en consecuencia, las medidas de seguridad han de ser muy estrictas.
- Aire. Se utiliza en receptores metálicos perforados por una malla de poros; la radiación reflejada incide sobre la superficie exterior de esta malla y el aire ambiente se hace circular por el interior de los poros y luego se conduce al punto de demanda de calor. Su gran ventaja es la facilidad de operación y mantenimiento de los diferentes equipos, así como la alta temperatura (hasta unos 1200°C) que puede llegar a alcanzar el aire a la salida del receptor.

5.5.3. Sistema de almacenamiento de Energía Térmica

Uno de las grandes inconvenientes de la energía solar es su discontinuidad en el tiempo, pero en el caso de los sistemas de concentración se le añade además una segunda restricción, ya que estos sistemas sólo aprovechan la radiación solar directa. Esta radiación no puede almacenarse, pero sí la energía térmica que transporta el fluido caloportador, lo que permite a la central operar en períodos de ausencia o alta variabilidad de la radiación solar.

Este almacenamiento se puede llevar a cabo mediante tres tipos de sistemas: Sistemas basados en el calor sensible, en el calor latente y en la energía termoquímica.

- Los sistemas basados en el calor sensible almacenan la energía térmica captada en el receptor en un medio con buenas propiedades para almacenar el calor sensible en un volumen dado. Los medios más utilizados son: aceites térmicos y sales fundidas y aire (cuando se usan receptores volumétricos). Los sistemas de almacenamiento de sales fundidas se basan en dos tanques donde el fluido caliente y el frío se almacena en tanques separados y son bombeados hacia el generador de vapor o el receptor respectivamente según se requiera para poder operar en condiciones nominales.

- Sistemas basados en el calor latente: El calor latente asociado a los cambios de fase de una sustancia es otra manera potencial de almacenar calor.
- El almacenamiento termoquímico está basado en la acumulación del calor que se produce cuando se dan ciertas reacciones químicas reversibles. Una característica atractiva del almacenamiento termoquímico es la posibilidad de almacenar y transportar los constituyentes del sistema a temperatura ambiente.

El sistema basado en el calor sensible suele ser el sistema de almacenamiento más empleado, pudiendo implementarse de dos formas: almacenamiento directo, en el cuál el fluido de trabajo del receptor es el mismo que el medio de almacenamiento, o almacenamiento indirecto, en el que se usan diferentes fluidos de trabajo para el receptor y para el almacenamiento.

Las ventajas del sistema de almacenamiento pueden resumirse en los siguientes puntos:

- Aumenta la producción de la central: uso de la energía almacenada durante el día durante horas en las que existe falta de radiación.
- Elevada eficiencia energética.
- Menor coste relativo por unidad producida.
- Mayor número de horas de operación de la turbina en condiciones nominales, reduciendo el funcionamiento de la turbina a carga parcial.
- Mejora la calidad de la energía: el sistema de almacenamiento absorbe las variaciones de radiación suministrando un calor constante al generador de vapor.
- Estabiliza la operación de la central: los transitorios se ven reducidos y las paradas y arranques también.
- Se evitan los problemas causados a la red de distribución por otras fuentes de energías renovables como la fotovoltaica o la eólica.

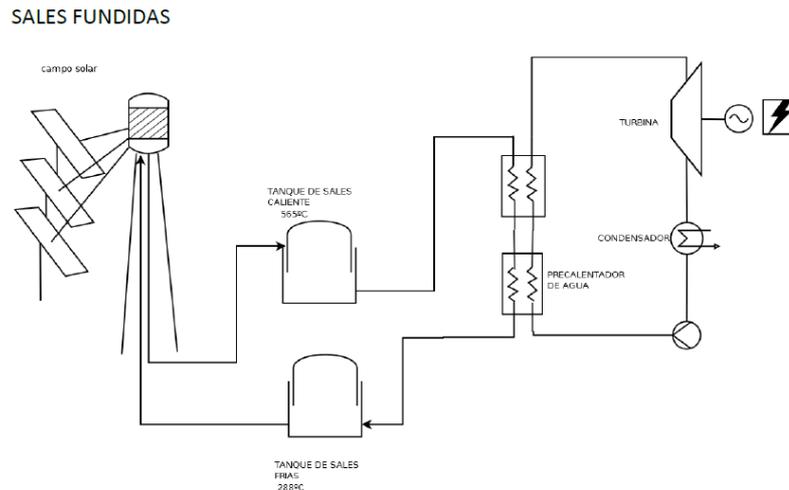


Figura 10. SRC con almacenamiento en sales fundidas [2]

5.5.4. Sistema de Producción de Potencia

Bloque de Potencia

Se corresponde normalmente a un ciclo Rankine. Las únicas diferencias que podemos encontrar respecto a un ciclo Rankine de una central convencional es que en el caso de usar agua/vapor se hace pasar el agua por el receptor solar en vez de utilizar una caldera para evaporar el agua, y en el caso de usar sales fundidas o aire, se sustituye la caldera por un intercambiador de calor intermedio en el que se realiza la transferencia de calor del fluido HTF al agua/vapor. Los demás componentes del bloque de potencia son los mismos que en una central convencional: Turbina de vapor, condensador y bombas de recirculación del vapor condensado.

Dependiendo del tipo de central que se tenga, se utilizarán diferentes configuraciones del ciclo. Generalmente, las centrales que mayor tamaño requerirán de etapas de recalentamiento y/o regeneración, que aumentan el rendimiento del ciclo pero a su vez también lo encarecen.

Las condiciones transitorias de operación que se producen en un SRC, hacen que la turbina además de trabajar con rendimientos bajos, sufra un gran desgaste, siendo importante el mantenimiento de la misma.

Sistema de conversión a la red

A la salida de la turbina se encuentra un generador eléctrico, una subestación eléctrica, líneas de distribución y un sistema de respaldo. El generador eléctrico es el dispositivo encargado de transformar la energía mecánica en eléctrica por la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre una armadura. La subestación eléctrica es usada para la transformación de la

tensión de red, mediante transformadores, a una tensión adecuada a las necesidades.

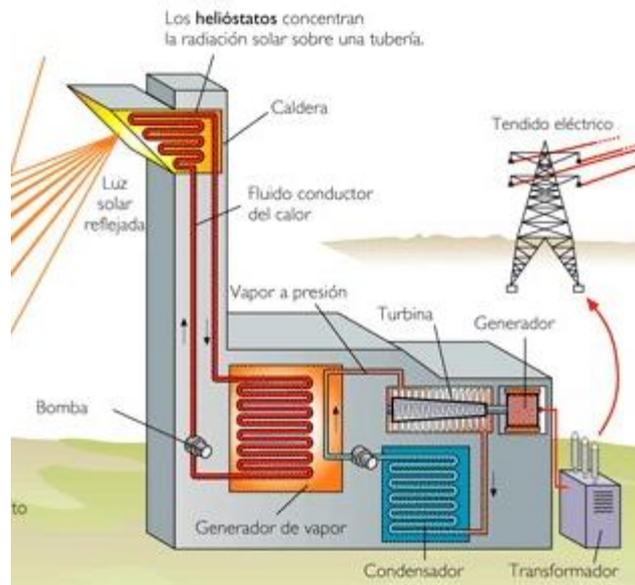


Figura 11. Esquema del ciclo con intercambiador como generador de vapor. [Google Imágenes]

5.5.5. Sistema Auxiliar

Como sistema auxiliar de una central termosolar de torre se agrupan diversos elementos que son necesarios para su funcionamiento, pero que no difieren en nada de los mismos sistemas en una central de potencia convencional. Estos componentes proporcionan una ayuda a los principales componentes de la central para que realicen sus funciones de una manera eficiente, fiable y segura. Algunos de estos componentes auxiliares son:

- Sistema de aire comprimido.
- Sistema de protección contra incendios.
- Equipos de refrigeración.
- Suministro y almacenamiento de agua.
- Suministro auxiliar de potencia.

6. Metodología

En este apartado se describe el programa utilizado para conseguir el objetivo del trabajo así como la descripción de la central y como se lleva a cabo su análisis.

6.1. Dimensionado

6.1.1. Descripción de la herramienta SAM

Para este trabajo se hace uso fundamental de un software llamado SAM (System Advisor Model).

SAM es un modelo informático que fue desarrollado en 2006 por el National Renewable Energy Laboratory (NREL), en colaboración con el Laboratorio Nacional de Sandia, y en con el Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE) y el programa de Tecnología en Energía Solar (SETP). Se ha desarrollado la herramienta para una gama de tecnologías de energía renovable y es utilizada en todo el mundo para la planificación y evaluación de programas de investigación y desarrollo de los costes del proyecto y las estimaciones de rendimiento, así como para la investigación académica.

Este software se compone de una interfaz de usuario, de un sistema de cálculo y de la interfaz de programación. La interfaz de usuario es la parte de SAM que se ve. Proporciona acceso a las variables de entrada y a los controles de simulación y muestra las tablas y gráficos de resultados.

La interfaz de usuario realiza tres funciones básicas:

- Facilitar el acceso a las variables de entrada, que se organizan en páginas de entrada. Las variables de entrada describen las características físicas de un sistema, y los presupuestos de costes y financieros del proyecto. Variables de entrada de SAM se rellenan con valores predeterminados a ayudarle a comenzar con su análisis.
- Controlar el tipo de simulaciones a realizar. Puede ejecutar una simulación de base, o más simulaciones avanzadas para estudios de optimización y de sensibilidad (incluyendo tablas paramétricas y análisis estadístico).
- Facilitar el acceso a las variables de salida en tablas y gráficos en la página de resultados, y en los archivos que se puede abrir en una aplicación de hoja de cálculo u otro software.

Los modelos requieren datos de entrada para describir las características de rendimiento de los equipos físicos en el sistema, así como los costes del proyecto y la financiación. Para ello, la interfaz de usuario del SAM hace posible que incluso personas con poca experiencia en el desarrollo de modelos informáticos puedan construir un modelo de un proyecto de energía renovable, y puedan hacer proyecciones de costes y rendimientos basados en los resultados del modelo.

Además, utiliza un modelo de rendimiento por cada hora para estimar la producción anual de un sistema de energía total, y un coste y el modelo financiero para calcular el flujo de caja del proyecto.

El modelo financiero puede representar estructuras financieras para proyectos que, o bien compran y venden electricidad a precios al por menor (residenciales y comerciales) o que venden electricidad a un precio determinado en un acuerdo de compra de energía (*Utility*).

Para calcular este coste de generación de electricidad parte de la información que se proporciona sobre:

- La ubicación de un proyecto.
- La instalación y los costes de operación.
- Tipo de financiación.
- Créditos fiscales e incentivos aplicables.
- Y las especificaciones del sistema.

Las cuales son entradas especificadas por el usuario a través de la interfaz de éste o bien puede tomar ciertos valores por defecto de SAM.

Con todo ello, puede realizar predicciones del rendimiento y simulaciones del comportamiento de plantas fotovoltaicas, eólica, sistemas de energía geotérmica, biomasa, sistemas de energía convencionales y como su uso, en este caso, para sistemas termosolares de concentración [5].

6.1.2. Descripción de la central

Para su análisis, se ha tomado como tecnología de referencia un sistema de receptor central de 50 MW basada en la tecnología de sales fundidas, con 6 horas equivalentes de capacidad de almacenamiento de la energía térmica (considerando que las capacidades medias de 4 a 8 horas equivalentes, son las más adecuadas en el contexto del sistema eléctrico actual).

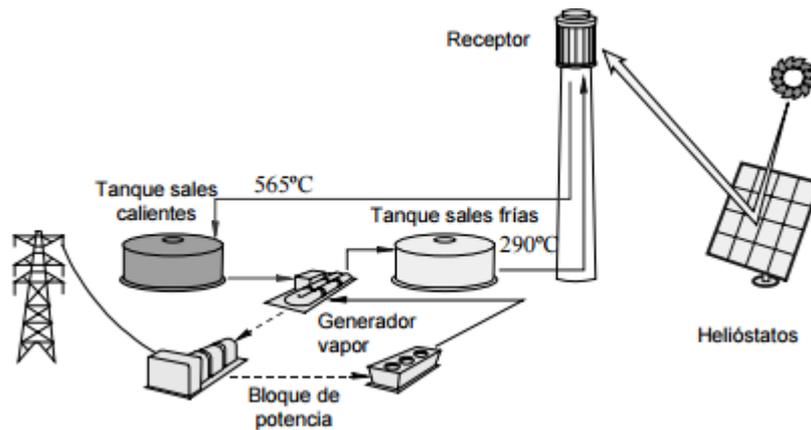


Figura 12. Esquema SRC con sales fundidas y almacenamiento [Solar Two]

El emplazamiento de la central se sitúa en Sevilla, con las siguientes coordenadas:

Emplazamiento	
Latitud	37.41 °N
Longitud	-6.01 °E
Altitud	15 m

Tabla 1. Emplazamiento de la central

Estos datos han sido proporcionados por el [Laboratorio de Radiación] ubicado en la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Sevilla.

El campo de heliostatos se considera circular, mientras que las dimensiones del receptor y de la torre variarán. Además, aunque esta tecnología es comercializable, al no haber alcanzado un grado de madurez en su desarrollo, como ocurre en el caso de los cilindros parabólicos, algunos de sus parámetros tienen mayor incertidumbre a la hora de estimarlos.

Entre sus elementos y parámetros de la central tomados como referencia se consideran:

-Para el campo de heliostatos se toma como referencia la dimensión de ellos del documento de estudio técnico IDAE [7]. Los espejos suelen tener geometría rectangular, aunque la altura suele ser algo mayor que la anchura de estos, de ahí la consideración tomada como se puede observar en la tabla 2.

Con respecto al resto de parámetros considerados, se ha tenido en cuenta la ayuda de SAM, tomando aquellos valores más usuales en este tipo de tecnología.

En la siguiente tabla se muestran los parámetros de diseño.

Campo de heliostatos	
Dimensiones de los helióstatos	121 m ² (11x11.3)
Disposición del campo	Circular
Proporción área de reflectancia de los espejos	0.97
Factor de reflectancia de los espejos	0.9

Tabla 2. Parámetros de referencia campo de heliostatos

-Para la torre y el receptor, tal y como se ha comentado anteriormente, el sistema de conversión de la energía solar a térmica cuenta también con almacenamiento de ésta, y usa como fluido de trabajo las sales fundidas.

Como patrón de flujo que siguen las sales fundidas en el receptor se ha considerado la configuración número 1 (Figura 13). La entrada del fluido frío caloportador (sales frías), procedente del tanque de almacenamiento frío, se produce por los paneles centrales situados en la cara norte (primer panel sección noreste y primer panel sección noroeste). La mitad del flujo entrante es conducido hacia los paneles de la sección noreste y la otra mitad hacia los paneles de la sección noroeste, con paso vertical descendente y ascendente de forma alternativa en los paneles adyacentes (camino en forma de serpentin). Una vez recorridos los paneles de las secciones situadas en la cara norte (noreste y noroeste) se produce un cruce del flujo, es decir, el flujo de salida de los paneles noreste entran en la sección de los paneles suroeste y el flujo de salida de los paneles noroeste entran en la sección de los paneles sureste.

Al igual que en las secciones situadas en la cara norte, el recorrido del fluido caloportador por el interior de los tubos de los paneles adyacentes es en forma de serpentin hasta su salida.

La salida del fluido caliente se produce por los paneles centrales situados en la cara sur del receptor [6].

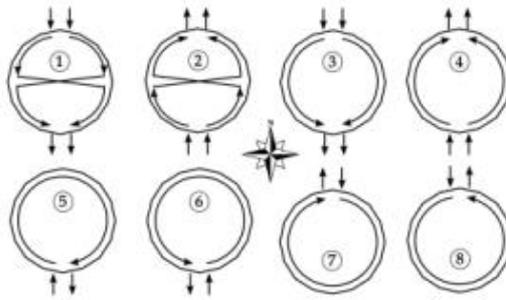


Figura 13. Patrones de flujo en el receptor [SAM]

Para el resto de parámetros se toman por defecto los de SAM.

Torre y receptor	
Almacenamiento	6 h
Tipo de receptor	Cilíndrico
Fluido de trabajo	Sales fundidas ($\text{KNO}_3\text{-NaNO}_3$)
Temperatura de entrada al receptor	290 °C
Temperatura de salida del receptor	565°C

Tabla 3. Parámetros de referencia torre y receptor

-Para el sistema de almacenamiento se consideran 6 horas equivalentes y está formado por dos tanques, uno donde las sales fundidas se encuentran a baja temperatura y otro donde reciben las que han sido calentadas en el receptor. De este tanque se toman las sales que irán al ciclo de potencia para la producción de vapor a partir del intercambio de calor.

Sistema de almacenamiento	
Tipo	2 tanques
Capacidad	6 (Horas equivalentes 0 a 6)
Medio de almacenamiento	Sales fundidas ($\text{KNO}_3\text{-NaNO}_3$)
Temperatura tanque frío	290 °C
Temperatura tanque caliente	565°C

Tabla 4. Parámetros sistema de almacenamiento

- Para el bloque de potencia se parte de los datos de la Tabla 5. Además, deben tener en cuenta ciertos datos en el punto del diseño del bloque.

Ciclo de potencia	
Potencia nominal de la central	50 MW
Factor de conversión potencia bruta a neta	0.87
Rendimiento conversión del ciclo nominal	0.412

Tabla 5. Parámetros del Ciclo de Potencia

Para los parámetros de diseño del receptor central deben tomarse también los costes directos, indirectos y los parámetros financieros para su análisis, cuyos datos de referencia han sido proporcionados también por el documento técnico de IDAE [7].

Hay datos que han tenido que ser modificados para adecuarlos al formato de SAM, lo cual se explica también a continuación.

Costes directos iniciales

-Para el sistema de captación de la energía solar, hay que tener en cuenta tanto el coste que conllevan los heliostatos como la mejora del terreno.

El coste de los seguidores solares venía expresado en €/unidades, por lo que ha tenido que convertirse a €/m² mediante el área de los heliostatos.

Campo de heliostatos		
Espejos	12.00	Euros/m ² apertura
Estructuras metálicas	84.00	Euros/m ² apertura
Seguidores Solares	58.06	Euros/m ² apertura
Cimentación	7.00	Euros/m ² apertura

Tabla 6. Costes unitarios campo de heliostatos

Terreno (Site improvements)		
Movimiento de tierras	10.50	Euros/m ² apertura
Montaje	20.00	Euros/m ² apertura
Nave de montaje	5.00	Euros/m ² apertura

Tabla 7. Costes unitarios preparación del terreno

-Existen otros costes que dada la interfaz de SAM y las unidades de cálculo no pueden ser imputadas directamente en el software dentro de algunos de los sistemas de los que se compone la central.

Entre ellos se incluye el sistema de protección contra incendios, sistema de inertización del campo solar así como el coste de las sales fundidas de los dos tanques de almacenamiento.

Para el cálculo del coste de las sales se parte de la referencia del documento de IDAE, donde se supone un coste de las sales de 0.72 €/kg. Para el cálculo del número de kilogramos se parte del volumen de sales existentes en cada uno de los tanques, y teniendo en cuenta la densidad de estas a su correspondiente temperatura en el almacenamiento se halla la cantidad de sales fundidas.

El volumen al inicio de la simulación del tanque de sales calientes es de 1195.03 m³, mientras que el tanque de sales frías es de 2788.4 m³. Con ello y considerando que la expresión que relaciona la densidad de las sales fundidas con la temperatura es [8]:

$$\rho \text{ (kg/m}^3\text{)} = 2090 - 0.636 \cdot T \text{ (}^\circ\text{C)}$$

Y que las temperaturas iniciales de las sales en el tanque frío y en el tanque caliente son, respectivamente, 290°C y 565°C se obtiene la cantidad de sales fundidas iniciales:

$$m_{\text{sales}} = 7381654.124 \text{ kg}$$

De esta forma se pueden introducir los datos en SAM, los cuales vienen resumidos en la siguiente tabla:

Fixed Solar Field Cost		
Sistema de protección contra incendios	540000.00	Euros
Sistema de inertización	300000.00	Euros
Fluido de trabajo, sales fundidas	5314791.00	Euros

Tabla 8. Otros costes fijos del campo solar

-Sistema de conversión de la Energía

Dentro del sistema de conversión se debe tener en cuenta la obra civil de la torre y los costes del receptor central.

En SAM, el coste total de la torre, cuando los heliostatos tienen geometría cuadrada, se calcula como:

$$\text{Coste}_{\text{torre}} = \text{Costes}_{\text{fijos}} \cdot e^{k \cdot \left(\frac{H_T - H_R}{2} + \frac{H_H}{2} \right)}$$

Siendo:

k, exponente escalado del coste de la torre.

H_T, H_R, H_H , las alturas de la torre, del receptor y de los heliostatos respectivamente.

En el documento de referencia [IDAE] el coste de la obra civil de la torre se expresa como:

$$\text{Coste}_{\text{torre}} = 801490 \cdot e^{0.012 \cdot H_T}$$

Dado que no hay mucha diferencia entre la altura a la que suele estar el receptor y la de los heliostatos, se pueden omitir ambos parámetros y asemejar así la expresión tomada como referencia a la de SAM, siendo así:

$$k=0.012$$

$$\text{Costes}_{\text{fijos}}=801490 \text{ €}$$

Para el receptor central tenemos:

Receptor Central		
Receptor solar	210.00	Euros/kWt nominales
Sistema mecánico(tuberías, válvulas,montajes)	29.17	Euros/kWt nominales

Tabla 9. Costes unitarios nominales del receptor central

Como se observa, estos costes están referidos a kWt nominales, es por ello que a la hora de introducir los datos necesarios para el cálculo de los costes se lleven a cabo ciertos cambios para adecuarlos a SAM.

El cálculo del coste del receptor en SAM se expresa como [10]:

$$\text{Coste}_{\text{RC}} = C_{\text{ref,RC}} \cdot \left(\frac{A_{\text{RC}}}{A_{\text{ref,RC}}} \right)^{\text{exp}}$$

Siendo:

$C_{\text{ref,RC}}$, el coste de referencia de la torre. Este coste es el coste por área de referencia del receptor para tener en cuenta los costes de instalación del receptor, incluyendo los costes laborales y de equipamiento.

$A_{ref,RC}$, el área del receptor en el cual se basa el coste de referencia del receptor. Esta área de referencia ha sido tomada de una central de receptor de sales fundidas proporcionada por el NREL, un Excel donde se incluyen y se calculan los costes de referencia para receptores centrales de sales fundidas. [9].

A_{RC} , el área del receptor.

exp, exponente de escalamiento que define la relación no lineal entre el coste del receptor y el área del receptor basado en las condiciones de costes de referencia previstos.

El coste de referencia está calculado, como se ha comentado, en base al área de referencia y es por ello que a los costes proporcionados como referencia hay que realizarle una conversión de kWt/m^2 , tomando para ello el área de referencia nombrado y la potencia térmica del receptor en el punto de diseño, tomado también del mismo documento Excel del NREL.

-Sistema de almacenamiento de la energía térmica

Incluye los costes directos de todo el sistema de almacenamiento y de los tanques, los cuales se observan en la tabla 10.

Sistema de almacenamiento de la energía térmica		
Sistema de trasiego (Obra civil incluida)	14.80	Euros/kWhe capacidad
Sistema de llenado inicial	1.41	Euros/kWhe capacidad
Obra civil	3.53	Euros/kWhe capacidad

Tabla 10. Costes unitarios sistema de almacenamiento de la energía térmica

-Bloque de potencia

Incluye los intercambiadores, los equipos rotarios y mecánicos, los sistemas auxiliares del balance de planta así como la obra civil, expresados en kW brutos.

Bloque de potencia		
Intercambiadores de calor sales/vapor	240.00	Euros/kW
Equipos rotatorios y mecánicos	520.00	Euros/kW
Sistemas auxiliares (BOP)	360.00	Euros/kW
Obra civil	200.00	Euros/kW

Tabla 11. Costes unitarios del bloque de potencia

Cabe decir, que dado que los valores de SAM están expresados en dólares, se realiza una conversión de 1.28€/\$, siendo este valor la media anual de estos últimos tres años.

Se aplica una contingencia del 7% a todos estos costes, para tener en cuenta la incertidumbre que se espera en las estimaciones de los costes directos.

Costes indirectos

Incluye aquellos que no pueden identificarse como una parte específica de los equipos o servicios de instalación.

Entre ellos hay que destacar el Margen EPC (Siglas en inglés de Ingeniería, Procura y Construcción) y coste de propietarios, al que se le da un porcentaje de un 11% sobre el coste directo. Estos costes están asociados al diseño y construcción del proyecto.

Los costes típicos que pueden incluirse en el EPC son: Permisos, el pago de regalías, consultoría, gestión u honorarios legales, estudios geotécnicos y ambientales, los costos de interconexión, los inventarios de repuestos, puesta en marcha costos e ingeniería y desarrollo de proyectos del propietario actividades.

Parámetros financieros

-Modo de la solución

Para llevar a cabo el análisis financiero, hay que establecer en primer lugar en SAM un modo de llevar a cabo este análisis. En este caso, se especifica la tasa interna de retorno objetivo (TIR), que se supone a un 7.5 % y como año meta de ella el año 20 del análisis.

Al especificar la TIR como valor de entrada, SAM utiliza un algoritmo de búsqueda para encontrar el precio PPA (coste de la energía) requerido para satisfacer la TIR objetivo. SAM tiene dos modos de búsqueda, éste o al contrario, especificando el PPA y encuentra el valor de la TIR que satisface ese coste de la energía.

La primera opción, de tomar como objetivo la TIR le permite especificar un valor objetivo TIR y el año en que le gustaría que se alcanzase esa TIR. SAM encuentra el precio PPA requerido para cumplir ese objetivo, dado sus supuestos incluidos los parámetros financieros, los incentivos y la depreciación y los costes del sistema del proyecto.

SAM utiliza un algoritmo iterativo para buscar el precio PPA que cumpla con el objetivo TIR en el año que se especifique. Si no puede encontrar una solución,

encuentra el precio PPA que se traduce en una TIR y el año lo más cerca posible a los valores objetivo impuestos.

-Parámetros de análisis

Entre los parámetros del análisis se especifican el período de análisis, la tasa de inflación y la tasa de descuento.

El período de análisis es el número de años que abarca el análisis. Por lo general equivalente al proyecto o la vida de la inversión.

La tasa de inflación es la tasa de variación interanual de los costes, por lo general basado en un índice de precios[10].

Se toma un valor por defecto de 2.5 %. Este valor por defecto se basa en los datos del índice de precios al consumidor del Departamento de la Oficina de Trabajo de Estadísticas Laborales de Estados Unidos, y es el promedio del índice de precios al consumo promedio anual entre 1991 y 2012.

La tasa real de descuento es una medida del valor temporal del dinero expresado como una tasa anual. SAM utiliza la tasa de descuento real para calcular el valor presente (valor en el primer año) de las cantidades en dólares del flujo de caja del proyecto durante el período de análisis y calcular los costos anualizados.

Los resultados de los modelos financieros de SAM son muy sensibles a la entrada de la tasa de descuento real. El valor predeterminado se basa en una suposición razonable para proyectos de energía renovable en los Estados Unidos. Debido a que las tasas de descuento son muy subjetivas y los desarrolladores de los proyectos suelen ser reacios a compartir información sobre las tasas de descuento, los documentos publicados sobre la financiación de las energías renovables no suelen incluir información detallada sobre las tasas de descuento.

En este caso se ha supuesto una tasa de descuento real de 6.5625 % anual.

La tasa nominal de descuento (i_n) se basa en los valores de la tasa real de descuento (i_r) y en la tasa de inflación (inf), según la siguiente expresión:

$$i_n = (1 + i_r) \cdot (1 + inf) - 1$$

-Impuestos y tasas de seguros

Incluye la tasa de impuesto sobre la renta federal y estatal, el impuesto de venta y las tasas de seguro anual.

La tasa de impuesto sobre la renta federal y estatal anual se aplica a la base imponible y se utiliza para calcular los beneficios y pasivos por impuestos del proyecto. Se establece una tasa de impuesto sobre la renta federal del 30% y 0% a la estatal.

Para todos los proyectos, la renta imponible incluye los ingresos de cualquier incentivo marcados en la página de incentivos como gravables.

Para proyectos residenciales y comerciales, SAM no tiene en cuenta el valor de la electricidad ahorrada por el sistema para que sea la base imponible. Para proyectos comerciales, ya que esos ahorros representan el valor de las compras de electricidad que habrían sido un gasto operativo deducible de impuestos a la entidad comercial, SAM reduce el flujo de caja del proyecto por la cantidad de impuesto sobre la renta federal y estatal sobre el valor de la electricidad. En otras palabras, con el sistema de energía renovable en su lugar, la entidad comercial debe pagar impuestos sobre esa porción de sus ingresos que se hubieran deducido como gasto de operación.

El impuesto sobre las ventas es un impuesto único que SAM incluye en el coste de instalación total proyecto. SAM calcula el importe del impuesto multiplicando la tasa de impuesto sobre las ventas de los parámetros financieros por la tasa específica de los costes indirectos y los costes directos totales.

A efectos fiscales, como SAM incluye el importe del impuesto de ventas en el coste total de instalación, trata el impuesto sobre las ventas como parte del coste de la propiedad.

Se impone un impuesto de ventas del 5% sobre los costes directos totales.

La tasa de seguros (anual) se trata en SAM como parte de los costes de operación anuales. El coste del seguro en el primer año del flujo de caja del proyecto es la tasa de seguro multiplicado por el coste total de instalación. Desde el primer año el coste se incrementa por la inflación en cada año subsiguiente. Para proyectos comerciales y PPA, el costo del seguro es un gasto operativo deducible de impuestos. Se impone un valor de 0.05% para esta tasa anual sobre los costes de instalación.

-Impuesto sobre bienes inmuebles o de la propiedad

Es un gasto anual del proyecto que SAM incluye en los gastos de explotación en el flujo de caja.

SAM trata el impuesto sobre la propiedad como un gasto operativo deducible de los impuestos para cada año. En cada año en el flujo de caja del proyecto, el coste del impuesto a la propiedad es la tasa de impuesto a la propiedad, multiplicado por el valor estimado para ese año.

SAM determina el pago anual de impuestos sobre bienes inmuebles mediante el cálculo de un valor de tasación de cada año en el flujo de efectivo, y aplicando el porcentaje evaluado a ese valor. El valor de tasación puede disminuir de año en año a la tasa que se especifique. Tanto el porcentaje evaluado como tasa de impuestos permanecen constantes de año en año.

El valor de tasación es un valor estimado de la propiedad que en el primer año del flujo de caja del proyecto se puede calcular mediante:

$$\text{Valor de tasación (\$)} = \text{Porcentaje Evaluado(\%)} \times \text{Coste Total de la instalación (\$)}$$

En este caso se evalúa el primer año un 100% del total con una declinación anual del 0% y un ratio del porcentaje de la propiedad del 0% el cual se aplica al flujo de caja de cada año.

-Valor residual:

Para este proyecto se tiene un valor residual al final de la vida del análisis de la central de 0€, por lo que se ha supuesto un porcentaje del valor neto residual del 0%.

-Deudas a largo plazo del proyecto

Las variables de entrada de la deuda a largo plazo del proyecto determinan el tamaño de la deuda o la cantidad prestada, y los costes relacionados con la deuda.

En este caso, en vez de utilizar un porcentaje de la deuda, se toma como entrada para que SAM calcule las pérdidas a largo plazo el RCSD (Ratio de Cobertura del Servicio anual de la Deuda).

Este ratio de cobertura del servicio de la deuda indica la capacidad de la empresa de hacer frente a su endeudamiento a través de los recursos líquidos generados en el ejercicio de su actividad. Los valores más bajos y positivos de este ratio indicarán una mejor situación de la empresa para hacer frente a sus compromisos.

Este ratio permite especificar el tamaño de la deuda. El RCSD es la relación de caja anual disponible para el servicio de la deuda (CAFDS) y la suma del pago de capital e interés anual. Para un año determinado, el pago anual de la deuda total (capital e intereses) es:

$$\text{Pago anual de la deuda} = \frac{\text{CAFDS}}{\text{DSCR}}$$

Se establece un valor del RCSD igual a 1.4, ya que los valores para las tecnologías solares oscilan entre 1.30 y 1.40, aunque puede llegar a ser incluso menor para las centrales de concentración. Además el período de la deuda en años (tenor) se establece en 18 años y la tasa de interés de la deuda nominal anual en un 7%.

6.2. Análisis Energético y Económico

A partir de estos datos, se realiza tanto el análisis energético como el económico.

Para ello, se realiza en primer lugar la optimización del campo solar, del número de heliostatos como de su distribución, así como el dimensionamiento de la torre y del receptor, y a continuación la parametrización de la central.

Optimización del Campo Solar:

Dentro de los parámetros del campo de heliostatos de SAM se encuentran las entradas para la especificación, generación, y la optimización del diseño de campo de heliostatos y la geometría del campo solar.

Para optimizar hay que elegir el algoritmo que lleve la acción a cabo. Para este caso se utiliza el algoritmo BOBYQA (Bound Optimization BY Quadratic Approximation).

El algoritmo de optimización busca minimizar el coste de la energía sujeto al máximo flujo permisible especificado en el receptor. Si el flujo observado en el punto de referencia supera el valor máximo especificado, el algoritmo de optimización explorará diseños del receptor con mayor superficie [10].

A partir de ello se optimiza el campo solar. Esta optimización genera el diseño de helióstatos al tiempo que optimiza altura de la torre, la altura del receptor, y relación de aspecto receptor (altura / diámetro).

El diseño del campo de helióstatos se produce con independencia de una simulación de desempeño anual.

Optimización energética y económica de la central

Una vez obtenida la optimización del campo solar, tanto de los heliostatos como de la geometría de la torre y el receptor se realiza una parametrización del sistema para buscar los valores óptimos con los que se quiere simular la central.

Se quiere realizar una simulación paramétrica con datos de salida la energía anual y el acuerdo de compra de energía a largo plazo (PPA), siendo esta última la variable de la que se desea obtener el mínimo valor y por la cual se encontrará el valor óptimo de la variable objetivo.

El acuerdo de compra de energía a largo plazo o PPA es el contrato que se lleva a cabo entre el comprador y el que vende o genera la energía eléctrica. En otras palabras, es un contrato en el que el vendedor se compromete a inyectar en la red la energía que genere, y el comprador a consumirla bajo unos términos contractuales que pueden o no restringir el despacho de dicha energía en un mercado liberalizado. Este tipo de contrato suele ser a largo plazo (por ejemplo, la vida útil de la central). Durante este tiempo, el comprador paga por la disponibilidad de las centrales y por la energía que se genere, con una tarifa binómica pactada libremente.

Como datos de entrada se parte del número de paneles del receptor y del múltiplo solar, variable muy importante a la hora de optimizar este tipo de sistemas.

El múltiplo solar de un campo de helióstatos representa el sobredimensionado de una instalación respecto al punto de funcionamiento nominal, así un múltiplo solar igual a uno indica que la central ha sido diseñada para proporcionar la potencia nominal en el punto de diseño. Valores superiores a uno supondrán un excedente de energía en el punto de diseño. Este exceso de energía permite hacer uso del sistema de almacenamiento, permitiendo una mayor gestionabilidad de la central ya que de este modo se puede hacer un uso diferido de la energía térmica absorbida. La gestionabilidad de la instalación es un aspecto muy relevante en este tipo de centrales, a mayor múltiplo solar, y por tanto gestionabilidad, mayor será la independencia entre la generación de energía eléctrica y la disponibilidad del recurso solar.

Otro factor que interviene en la selección del múltiplo solar es la energía rechazada. Este concepto se refiere al exceso de energía captado por el campo solar que no es posible almacenar al encontrarse saturada su capacidad de almacenamiento. Por estas razones existe un óptimo entre el aumento de producción que supone

incrementar el múltiplo solar y los costes asociados al mayor tamaño del campo de helióstatos y es por ello que supone un parámetro de gran importancia a optimizar.

Con respecto al número de paneles, al aumentar la cantidad de estos, la energía reflejada sería mayor, pero también encarecería los costes del receptor. Es por ello que ha decidido tomarse como parámetro de optimización.

Se toman como valores de entrada de 8 a 20 paneles (dispuestos de dos en dos) y múltiplo solar de 1 a 3 (con incrementos de 0.1).

A partir de estos parámetros y los ya indicados anteriormente, se lleva a cabo la optimización con ayuda de las tablas paramétricas de SAM, buscando tal y como se ha comentado, aquella solución en la que resulte mínimo el coste de producción de la energía.

La producción anual interesa para el análisis pero no es un parámetro a optimizar, ya que cuanto mayor sea el múltiplo solar, mayor será la producción.

6.3. Análisis Termoeconómico

Para realizar el Análisis Termoeconómico de la central este trabajo se centra en el campo solar de la misma, siendo tanto el conjunto de heliostatos como la torre y el receptor los objetos de estudio de ésta.

Este análisis se llevará a cabo para 25 años de funcionamiento de la central, tomando como base temporal un día representativo. A partir de la obtención de este día representativo del año se podrá realizar el análisis termoeconómico de la central.

Para la obtención del día representativo se parte de la energía anual, y dado que, como se ha dicho, deber ser representativo, se divide esta energía anual entre los 365 días del año obteniendo así una media diaria.

Con esta media diaria se busca entre los días más cercanos a los equinoccios (en los cuales la radiación solar directa también es próxima a la media) aquel día que representa un comportamiento medio de la central a analizar.

No solamente depende de que se acerque a la media diaria de producción, también se debe comprobar que se trate de un día despejado y que la radiación solar

directa no presente picos ni grandes variaciones, es decir, debe representar un comportamiento medio de la central [ANEXO 2].

Una vez obtenido el día representativo se lleva a cabo tanto el análisis exergético como el termoeconómico siguiendo el siguiente esquema del campo solar:

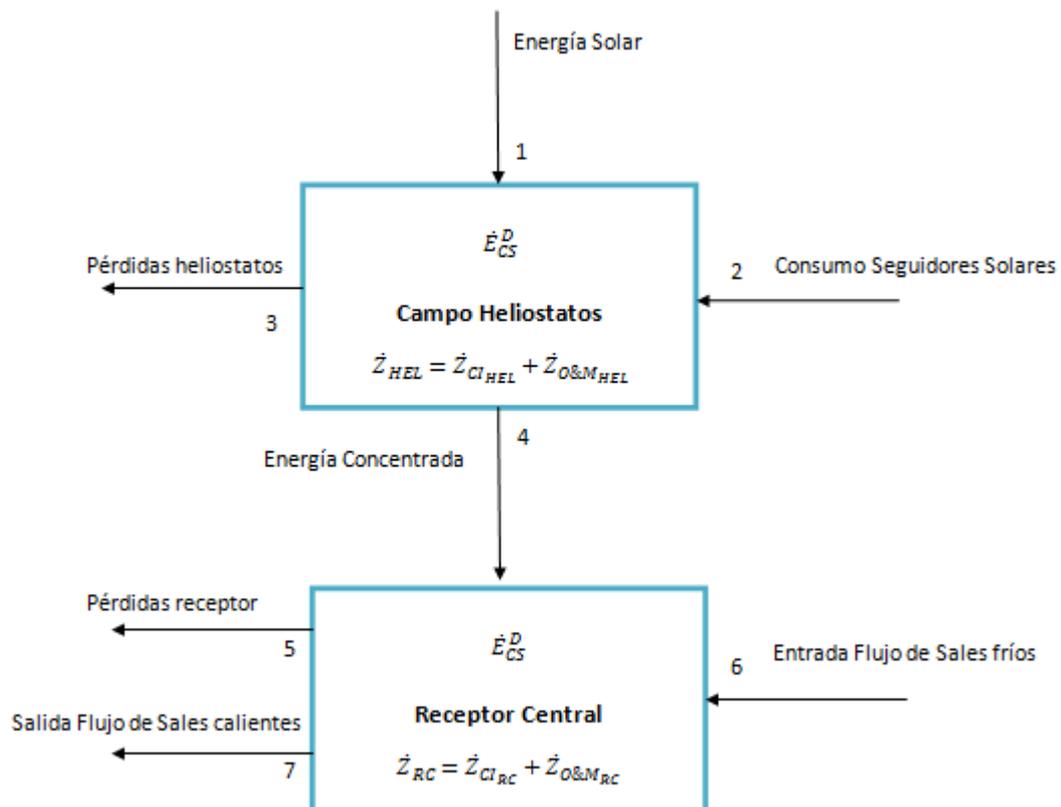


Figura 14. Esquema Balance en el Campo Solar

Siendo las corrientes principales que aparecen en el Esquema de la Figura X:

- Corriente 1: Radiación solar que llega a los heliostatos.
- Corriente 2: Consumo eléctrico de los Seguidores Solares.
- Corriente 3: Pérdida de los heliostatos al ambiente.
- Corriente 4: Energía concentrada por el campo de heliostatos.
- Corriente 5: Pérdidas del receptor al ambientes.
- Corriente 6: Entrada del flujo de sales provenientes del tanque frío al receptor.
- Corriente 7: Salida del flujo de sales fundidas calientes del receptor.

Los sistemas principales para el cálculo del coste unitario del flujo de sales calientes son el campo de heliostatos y el receptor central.

Además de ello se supone un sistema auxiliar que se considera al principio del análisis con el cual se obtendrá una estimación de coste unitario de las sales a la entrada del receptor partiendo de los bloques de sales existentes en los tanques a condiciones ambiente. Este sistema está formado por una bomba que impulsa las sales desde el tanque de sales hasta el receptor y el calentador eléctrico con el que se funden las sales.

En este sistema auxiliar hay que tener en cuenta que las sales fundidas, estableciendo el experimentan un cambio de fase de sólidas a líquidas a 222 °C, por lo que hay que sumar a estas exergías el calor latente de fusión, que para las sales fundidas tratadas tiene un valor de 161 kJ/kg.

Por lo que el balance para las sales podría establecerse de la siguiente forma:

$$Ex_{ma.sales,out} = (H_{out} - H_f) - T^E(S_{out} - S_f) + \Delta h_L + (H_f - H_E) - T^E(S_f - S_E)$$

Simbolizando la entrada y la salida del calentador con E, out y Δh_L para el calor latente de fusión.

Para el caso de la bomba se supone que el fluido no experimenta cambios en su exergía, pero sí que introduce un coste de fuel que debe ser imputado al producto.

El esquema de este sistema auxiliar es el siguiente:

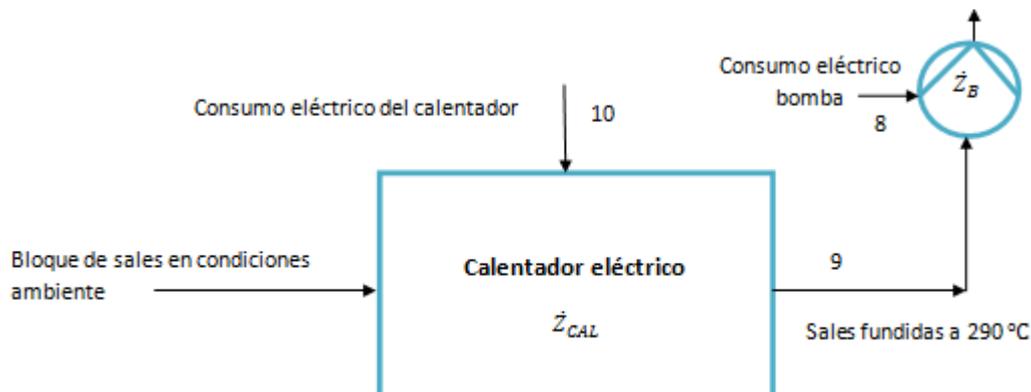


Figura 15. Proceso preparación fluido de trabajo

6.3.1. Balance exergético

La exergía es el nombre termodinámico de la calidad de la energía. Se define la exergía de un sistema como el “Trabajo neto mínimo requerido para llevar un sistema termodinámico, que se encuentra en equilibrio con el ambiente, a otro estado cualquiera, siendo el ambiente la única fuente térmica o de calor” [12].

El concepto de exergía se obtiene de la aplicación conjunta del Primer y Segundo Principio de la Termodinámica. Es muy útil para conocer cuánto trabajo se puede obtener de una fuente concreta. Aplicado a las corrientes del sistema que se está analizando, aporta una información valiosa imposible de obtener mediante la aplicación del concepto de energía únicamente.

En este apartado se desarrollan todos los balances exergéticos necesarios para poder realizar a continuación el análisis termoeconómico de la central.

El planteamiento de los balances exergéticos y el método de resolución se extrae directamente de los apuntes de Ingeniería Industrial de Carlos Gómez Camacho [11].

Como se ha comentado anteriormente, este balance se va a llevar a cabo en el campo solar, donde hay que definir cuáles son los fueles y cuáles los productos en cada caso.

Se define como fueles todas aquellas corrientes invertidas en obtener el producto.

Campo de Heliostatos:

-Fuel: Exergía solar y el consumo de los seguidores solares que orientan a los heliostatos para seguir el movimiento del Sol.

-Producto: Exergía concentrada en los heliostatos.

-Pérdidas: Exergía perdida al ambiente, que incluyen las pérdidas geométricas y pérdidas por reflectividad.

En este trabajo se engloban las pérdidas al ambiente con las exergías destruidas aunque tanto desde un punto de vista técnico como económico ambas eficiencias no son equivalentes. La exergía destruida es una magnitud imputable directamente a la máquina, mientras que la exergía perdida es un subproducto no utilizado y por tanto no debe ser imputada a la máquina sino al sistema en su conjunto. Es decir, la exergía destruida es inutilizable mientras que la exergía perdida es aquella que podría aprovecharse como fuel para una nueva máquina.

En este caso, como por ahora en este tipo de sistemas no se ha establecido ninguna forma de aprovechamiento de esas energías perdidas, se engloban junto a las exergías destruidas imputándole a éstas un valor nulo.

De igual forma se toma esta consideración en el análisis del receptor central.

Receptor central:

-Fuel: Exergía concentrada procedente de los heliostatos y el flujo de sales frías procedente del tanque frío.

-Producto: Exergía de las sales fundidas a la salida del receptor.

-Pérdidas: Exergía perdida al ambiente, tanto por transmisión como por convección, radiación y conducción.

Una vez dicho esto, los balances exergéticos en el campo solar, siguiendo el esquema de la Figura 14 son:

$$\dot{E}_{x,3} + \dot{E}_{x,4} = \dot{E}_{x,1} + \dot{E}_{x,2}$$

$$\dot{E}_{x,5} + \dot{E}_{x,7} = \dot{E}_{x,4} + \dot{E}_{x,6}$$

Siendo:

$\dot{E}_{x,1}$, Exergía de la radiación solar directa que incide sobre los heliostatos, la cual será nombrada también $E_{x,rad}$.

$\dot{E}_{x,2}$, Exergía del reservorio de trabajo del sistema de seguidores solares.

$\dot{E}_{x,3}$, Exergía perdida al ambiente en el campo de heliostatos.

$\dot{E}_{x,4}$, Exergía de la radiación solar directa concentrada por los heliostatos.

$\dot{E}_{x,5}$, Exergía perdida al ambiente en el receptor.

$\dot{E}_{x,6}$, Exergía de las sales fundidas a la entrada del receptor.

$\dot{E}_{x,7}$, Exergía de las sales fundidas a la salida del receptor.

El cálculo de cada una de las exergías se realizará para el día representativo, como se ha comentado anteriormente, obteniendo al final los resultados en base diaria.

Balance en el campo de heliostatos

La exergía asociada a la radiación solar directa incidente sobre los heliostatos del campo solar se obtiene según:

$$E_{x,rad} = E_{Sol} \cdot \left(1 - \frac{T_e}{T_{Sol}}\right)$$

Donde:

T_e es la Temperatura ambiente de la localización a cada hora en K

T_{Sol} es la temperatura del Sol, cuyo valor es de 5778 K

E_{Sol} es la radiación solar directa sobre el campo solar que se calcula como:

$$E_{Sol} = S_{Hel} \cdot I_d$$

Siendo:

S_{Hel} la superficie que ocupan todos los heliostatos del campo, 620097 m²

I_d la radiación solar directa a cada hora del año.

Para la exergía del consumo de los seguidores solares se obtienen los valores horarios de la simulación de la central en SAM (Time Series). Estos datos han sido recogidos en tablas, donde se presentan gráficamente junto a otras exergías en el ANEXO 4.

Entre los reservorios de trabajo a considerar, no se ha tenido en cuenta el consumo de la bomba que impulsa al fluido de trabajo hacia el receptor para este balance, ya que se considera como fuel en la obtención de las sales en condiciones de trabajo, a 295 °C.

Para la obtención de la exergía de la radiación concentrada por el campo de heliostatos se toman de la simulación los datos horarios de la energía térmica que absorbe el receptor y la eficiencia térmica del mismo.

La división de ambos resulta la energía concentrada, ya que la energía absorbida por el receptor tiene ya en cuenta parte de las pérdidas que se producen en él.

En esta transferencia de la radiación concentrada hay pérdidas por desbordamiento. Estas pérdidas se consideran exergía destruida ya que se produce debido al hecho de que al estar el tanque de sales calientes lleno, existe un desbordamiento de la radiación concentrada en el receptor y por ahora no existe tecnología para su aprovechamiento. Esta gráfica también se encuentra recogida en el ANEXO 4.

De este primer balance propuesto se obtienen las pérdidas al ambiente en la captación.

Balance en el receptor central

Ya se ha explicado cómo se ha obtenido la exergía de la radiación solar concentrada, por lo que para obtener las pérdidas en el receptor central hay que calcular las exergías de las sales tanto a la entrada como a la salida del receptor.

Para el cálculo de las exergías de las sales fundidas se tiene, tanto en el punto de entrada como en el de salida:

$$\dot{E}_{x, sales} = \dot{m} \cdot Ex_{ma. sales}$$

$$Ex_{ma. sales} = (H_f - H_o) - T^E (S_f - S_o)$$

$$H_f - H_o = \int_{T_o}^{T_f} C_p(T) dT$$

$$S_f - S_o = \int_{T_o}^{T_f} \frac{C_p(T)}{T} dT$$

Siendo:

\dot{m} , el flujo de sales fundidas a través del receptor, en kg/s

$Ex_{ma. sales}$, la exergía del flujo de sales a la entrada y a la salida, especificando en cada caso, en J/kg

$H_f - H_o$, El incremento de entalpía del flujo de sales desde la entrada o salida del receptor (en cada caso) y las condiciones ambientes, en J/kg

T^E , la temperatura ambiente para cada momento del análisis, en K

$S_f - S_o$, el incremento de entropía del flujo de sales desde condiciones ambiente hasta las finales requeridas, en J/kgK

$C_p(T)$, el calor específico de las sales fundidas para cierta temperatura, en J/kgK, para el cual se ha considerado la siguiente ecuación lineal debido a su dependencia con la temperatura:

$$C_p [J/kgK] = 1396 + 0.172[K]$$

Quedando las ecuaciones integradas de la siguiente manera:

$$H_f - H_o = \left[1396 \cdot T + \frac{0.172 \cdot T^2}{2} \right]_{T_o}^{T_f}$$

$$S_f - S_o = [1396 \cdot \ln(T) + 0.172 \cdot T]_{T_o}^{T_f}$$

Siendo T_f y T_o , respectivamente, las temperaturas en el estado final y el inicial para cada hora.

Mediante los balances expuestos se caracterizan todas las exergías involucradas y, mediante el rendimiento exergético, se puede analizar energéticamente el sistema:

$$\varepsilon = \frac{P_{ex,P}}{P_{ex,F}}$$

6.3.2. Balance termoeconómico

Al igual que para el balance exergético, el análisis termoeconómico seguirá el mismo esquema de la Figura 14, en este caso el balance se realizará tanto en términos diarios como anuales para así, además de estimar los costes unitarios de las sales, obtener una comparación entre ambos.

Los resultados y simulaciones en SAM vienen dados en valores horarios, por lo que a la hora de realizar el análisis deben ser sumados en términos diarios.

Una vez comentado esto, las expresiones de los balances para el análisis termoeconómico son las siguientes:

$$\dot{C}_1 + \dot{C}_2 + \dot{Z}_{HEL} = \dot{C}_3 + \dot{C}_4$$

$$\dot{C}_4 + \dot{Z}_{RC} + \dot{C}_6 = \dot{C}_5 + \dot{C}_7$$

En términos unitarios con sus correspondientes exergías:

$$c_1 \dot{E}_{x,1} + c_2 \dot{E}_{x,2} + \dot{Z}_{HEL} = c_3 \dot{E}_{x,3} + c_4 \dot{E}_{x,4}$$

$$c_4 \dot{E}_{x,4} + \dot{Z}_{RC} + c_6 \dot{E}_{x,6} = c_5 \dot{E}_{x,5} + c_7 \dot{E}_{x,7}$$

c_1 , Coste exergético unitario de la radiación solar directa que incide sobre los heliostatos, en €/MWh.

c_2 , Coste exergético unitario del reservorio de trabajo del sistema de seguidores solares, en €/MWh.

c_3 , Coste exergético unitario de la exergía perdida en la captación, en €/MWh.

c_4 , Coste unitario exergético de la exergía concentrada, en €/MWh.

c_5 , Coste exergético unitario de la exergía perdida en el receptor, en €/MWh.

c_6 , Coste exergético unitario de las sales a la entrada del receptor, en €/MWh.

c_7 , Coste exergético unitario de las sales a la salida del receptor, en €/MWh.

\dot{Z}_{HEL} y \dot{Z}_{RC} , Costes iniciales y de operación y mantenimiento, respectivamente, del campo de heliostatos y del receptor, en €/día.

Cálculo de los costes unitarios

Dado que la exergía de la radiación directa proviene del Sol, el coste de ésta es nulo, por lo que $c_1 = 0\text{€/GWh}$

Igualmente, al haber englobado las pérdidas al ambiente y la exergía destruída debido a que no existe tecnología aplicada a su aprovechamiento, se establece coste nulo para ambos costes unitarios de las exergías.

Para los costes unitarios del consumo eléctrico se hace una estimación del coste de la electricidad producido por las centrales termosolares, cuyo valor es de 0.15 €/kWh.

Falta por conocer el coste unitario c_6 de las sales a la entrada del receptor.

Para ello se realiza un balance termoeconómico en el sistema auxiliar siguiendo el esquema de la Figura 15, siendo este:

$$\dot{Z}_{calentador} + \dot{Z}_{sales} + \dot{Z}_{prep} = \dot{E}_{x,in} \cdot c_9$$

$$\dot{Z}_{prep} = \frac{(c_{10} \cdot E_{sales} \cdot m_{sales})}{\eta_{calentador}}$$

Además de ello, tal y como se ha comentado, se considera también el coste de la bomba que impulsa el fluido de trabajo desde el tanque frío hasta el receptor:

$$\dot{E}_{x,in} \cdot c_9 + \dot{Z}_{bomba} + \frac{\dot{E}_{x,8} \cdot c_8}{\eta_{bomba}} = \dot{E}_{x,in} \cdot c_6$$

Donde:

$\dot{Z}_{calentador}$, es el coste de inversión del calentador eléctrico, estimado su valor en 5000000 €. Normalmente para el caso de la fundición de las sales las empresas alquilan el calentador eléctrico para ello por lo que el caso tomado es desfavorable.

\dot{Z}_{sales} , es el coste inicial del bloque de las sales de trabajo en los tanques de almacenamiento, siendo su coste de 5686826.37 €.

\dot{Z}_{prep} , es el coste del consumo energético de preparación de las sales desde condiciones ambientales hasta los 290 °C.

c_{10} , es el coste unitario de la electricidad a precio de red eléctrica, 0.14 €/kWh

E_{sales} , es la exergía de las sales a 290 °C, siendo su valor 278.019 kJ/Kg

m_{sales} , la cantidad de sales en los tanques, 7381654 kg.

$\eta_{calentador}$, el rendimiento del calentador, suponiendo que éste es del 90 %.

$\dot{E}_{x,in}$, es la exergía del caudal de sales a su paso por la bomba, el cual, como se ha comentado anteriormente, se considera que es igual que a la salida. Su valor viene expresado en MWh para los 25 años de análisis de la central.

c_9 , es el coste unitario de la exergía de las sales a la entrada de la bomba.

\dot{Z}_{bomba} , el coste de adquisición de la bomba, siendo su valor tomado del Excel de costes para central de torres de NREL, cuyo coste es de 3103911 €.

$\dot{E}_{ex,8}$, es la exergía de la bomba, tomada de la simulación de SAM, y que, al igual que para $\dot{E}_{x,in}$, se toma el valor correspondiente a los 25 años.

c_8 , es el coste de la electricidad valorado a precio de producción de la energía en este tipo de centrales, 0.15 €/kWh.

η_{bomba} , es el rendimiento de la bomba, considerando éste igual a 90 %.

Cálculo de los costes de inversión y de operación y mantenimiento

Por último, para los costes de inversión y de operación y mantenimiento de cada uno de los subsistemas bajo estudio que componen el análisis del campo solar se tiene:

$$\dot{Z} = \dot{Z}_{CI} + \dot{Z}_{O\&M}$$

De los costes de inversión del campo solar se indicaron sus valores unitarios con anterioridad en el apartado de definición de la central, siendo el total de estos costes indicados en el capítulo de resultados, sin más que aquellos datos que se obtienen en SAM.

Pero para la resolución del análisis termoeconómico es necesario que los costes de inversión estén anualizados para cada subsistema.

El valor anualizado A de una cantidad de dinero de valor presente P se calcula como:

$$A = \frac{P}{\sum_{t=1}^n \frac{1}{(1 + i_n)^t}}$$

Donde:

i_n es la tasa nominal de descuento,

n es el número de años considerado,

P es el coste temporal actualizado, que dado que los costes a tratar son iniciales o de inversión, éstos se encuentran ya en valor presente.

La anualización representa el término que permita convertir una cantidad de dinero a gastar al inicio del proyecto en una serie de cantidades iguales a gastar cada año, produciéndose el mismo efecto [11].

Con esta anualización, y dividiendo entre las horas que tiene un año, se obtiene los costes de inversión temporales necesarios para el análisis.

Como se ha comentado, los costes de inversión actualizados eran dato a la hora de analizar la central, en cambio, los costes de operación y mantenimiento se obtienen con ayuda de la hoja de cálculo de costes de NREL, siendo estos costes a tener en cuenta los siguientes:

Campo de Heliostatos

-Costes por servicios contratados.

- Limpieza espejos
- Tratamiento de agua

-Utilidades/Servicios:

- Agua

-Material y mantenimiento tanto del terreno como del campo solar.

-Costes administrativos.

-Costes de operación.

-Mantenimiento del campo solar.

Receptor:

-Material y mantenimiento del receptor.

-Costes administrativos.

-Costes de operación.

-Mantenimiento del campo solar.

Para los costes de mantenimiento, administrativos y de operación se considera que el porcentaje que corresponde a cada sistema del campo solar, ya que no vienen desglosados, tiene relación con el porcentaje de inversión de cada uno.

Estos costes se muestran resumidos en el ANEXO 3.

Ya que el análisis de la central se realiza para 25 años, y teniendo en cuenta el ratio de inflación y la tasa nominal anual (se toma en moneda corriente al tratarse de un proyecto de ingeniería), hay que actualizar al año base los costes de operación y mantenimiento y, además de ello, hay que anualizar tanto estos costes como se ha realizado para los de inversión.

Para actualizar todas las cuotas de los costes de operación y mantenimiento, es decir, para calcular su valor presente, es necesario aplicar la siguiente expresión:

$$O\&M_b = \dot{Z}_{O\&M} \cdot \sum_{t=1}^n \left(\frac{1+r_n}{1+i_n} \right)^t$$

Siendo

$O\&M_b$, los costes de operación y mantenimiento referidos al año base,

r_n , la tasa de inflación.

Factores termoeconómicos

Para finalizar este apartado se requiere definir varios factores termoeconómicos que sirven para realizar una evaluación de los costes una vez hayan sido calculados. Estos factores informan sobre la influencia en el coste temporal del producto de aquellos costes, directos u ocultos, imputables directamente a la máquina analizada.

Los tres factores termoeconómicos principales en el estudio de la formación de costes que van a ser utilizados en este trabajo son:

$$f^F = \frac{\dot{C}^F}{\dot{C}^P} \quad ; \quad f^Z = \frac{\dot{Z}}{\dot{C}^P} \quad ; \quad f^L = \frac{\dot{C}^L}{\dot{C}^P}$$

Desde un punto de vista termoeconómico interesa que cada uno de los factores sea lo menor posible, pudiendo alguno de ellos ser nulo, por ejemplo f^F si el fuel es renovable [11].

La suma de los tres factores debe ser igual a 1. En este caso, al considerar que el coste de las pérdidas son nulas el factor $f^Z=0$ y por tanto $f^F + f^L=1$.

Además, se calcula el coste exergético unitario promedio de las corrientes de fuel, al ser varias el número de éstas para cada subsistema, para ver así el incremento del coste del producto respecto del fuel. Este coste exergético unitario promedio se define como:

$$c^F = \frac{\sum \dot{C}^F}{\sum \dot{E}^F}$$

Se define también otra magnitud que se emplea con frecuencia en análisis termoeconómicos, la cual no es independiente de los factores anteriores. Esta magnitud es la diferencia relativa de costes exergéticos unitario promedio r ,

que se define como el aumento relativo del coste exergetico unitario promedio entre fuel y producto, según la siguiente ecuación:

$$r = \frac{c_P + c_F}{c_F}$$

Estos parámetros permiten obtener una serie de conclusiones que constituyen el resultado final del análisis y evaluación termoeconómica.

7. Resultados

En este apartado se muestran los resultados obtenidos de las optimizaciones parametrizaciones y simulaciones para el análisis de la central, habiendo descrito anteriormente la forma de hallar estos valores y de analizar el sistema.

7.1. Dimensionado

Tal y como se ha descrito en el apartado de metodología, para analizar la central primero hay que obtener los valores óptimos para la distribución, generación y diseño de campo solar, siendo los resultados obtenidos del dimensionamiento del receptor los siguientes:

Altura torre	148.525 m
Altura receptor	18.247 m
Diámetro receptor	11.0952 m

Tabla 12. Geometría del Receptor

Sobre el campo de heliostatos se obtiene, para un área reflectiva de 120.571 m^2 por heliostato, una superficie reflectiva total de 620097 m^2 resultando un campo formado por un conjunto de 5143 heliostatos.

Además se tiene la distribución del campo de heliostatos alrededor del receptor, tal y como se muestra en la Figura 16.

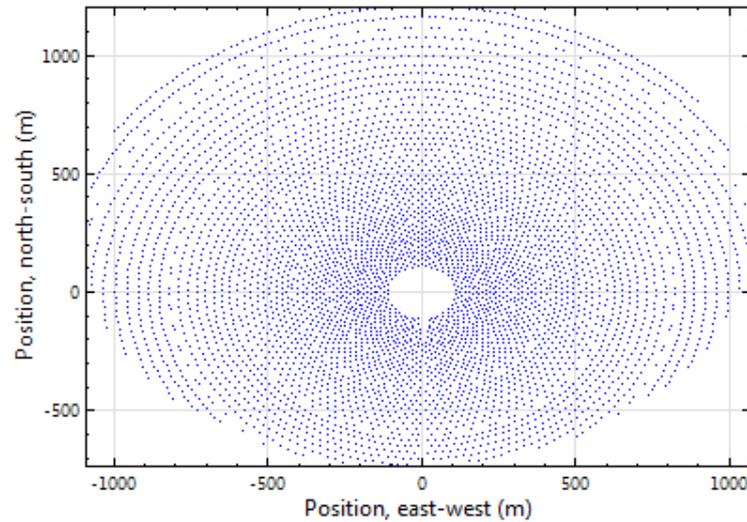


Figura 16. Distribución Campo Solar

La posición de cada heliostato está representada por un punto de la Figura X. El terreno está orientado con dirección norte-sur a lo largo del eje vertical y la dirección este-oeste a lo largo del eje horizontal. La torre se coloca en (0,0) y todos los heliostatos se especifican con relación a la base de la torre.

Como se puede comprobar, aunque la distribución del campo es circular, el número de heliostatos es mayor en la cara norte del receptor.

7.2. Análisis Energético y Económico

Una vez generado y optimizado el campo solar se obtienen los siguientes parámetros energéticos de importancia del campo, ya que, además de especificar la capacidad de la central, estos parámetros, junto a los geométricos del campo solar, son en los que se basan los costes de inversión e indirectos de la central.

Estos parámetros son:

- Capacidad térmica de diseño : 138.35 MWt
- Potencia térmica del receptor en el punto de diseño: 345.874 MWt

Una vez que se tienen estos datos, aplicada la contingencia anteriormente comentada para cada uno de los subsistemas, se muestran resumidos los costes resultantes de cada uno de ellos en las siguientes tablas:

Sistema de captación de la energía solar	130416267.88 €
Campo de heliostatos	106861896.44 €
Terreno	23554371.44 €

Tabla 13. Costes del sistema de captación de la energía solar

Sistema de conversión de la energía solar a térmica	102523530 €
Torre	4889042.328 €
Receptor	91048861.31 €
Costes fijos	6585626.387 €

Tabla 14. Costes del Sistema de conversión de energía solar a térmica

Sistema de almacenamiento de la energía térmica	17604479.3 €
Sistema de trasiego	13,198,900.39 €
Sistema de llenado inicial	1,257,462.81 €
Obra civil	3,148,116.11 €

Tabla 15. Costes sistema de almacenamiento de la energía térmica

Sistema de conversión de la energía térmica a eléctrica	80506800 €
Sistema auxiliares (BOP)	21956400 €
Bloque de potencia	58550400 €

Tabla 16. Costes sistema de conversión de la energía térmica a eléctrica

Dentro de los costes fijos del sistema de conversión de la energía solar a térmica se incluyen los costes comentados en la descripción de la central sobre el sistema de protección contra incendios, el sistema de inertización y el coste del fluido de trabajo.

Para los costes indirectos se obtiene un total de 58298137.5 €, incluyendo en ellos un 5% de impuesto sobre ventas que se aplica al 80% de los costes directos.

Con todo ello, resulta un coste total de instalación de 389349200.00 €, siendo el valor del coste estimado por capacidad neta instalada de 7851.37 €/kW.

Los porcentajes de cada sistema en los costes totales del sistema viene representados en la figura X, donde puede observarse que el campo solar, formado por los sistemas de captación de la energía solar y de conversión de ésta a energía térmica engloban aproximadamente la mitad de los costes totales de la instalación de la central.

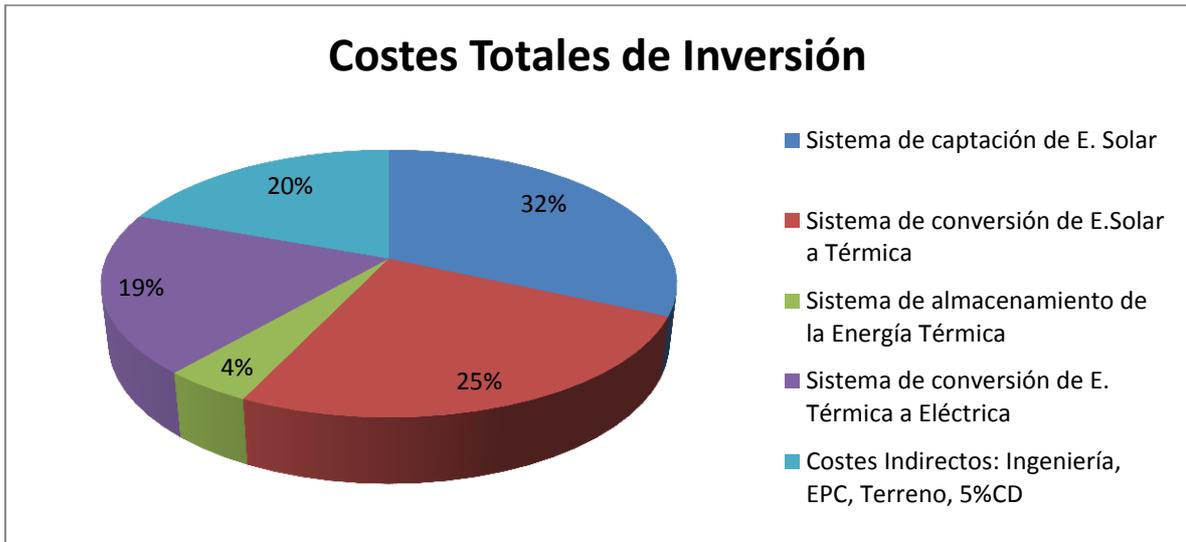


Figura 17. Porcentajes de los costes totales de los sistemas

Una vez obtenida la geometría del campo solar y los costes de inversión de éste se parametrizaba el sistema para así optimizar las variables de entrada elegidas y obtener el mínimo valor del coste de la energía.

De la parametrización resultan, como valores óptimos para la simulación de la central, 12 paneles para el receptor y un múltiplo solar igual a 2.5.

Las tablas que recogen esta parametrización se incluyen en el ANEXO 1.

Los resultados obtenidos para cada múltiplo solar, tomando como número de paneles el óptimo, pueden observarse en la Figura 18, donde se comprueba que el mínimo valor del coste resulta ser para un múltiplo solar igual a 2.5.

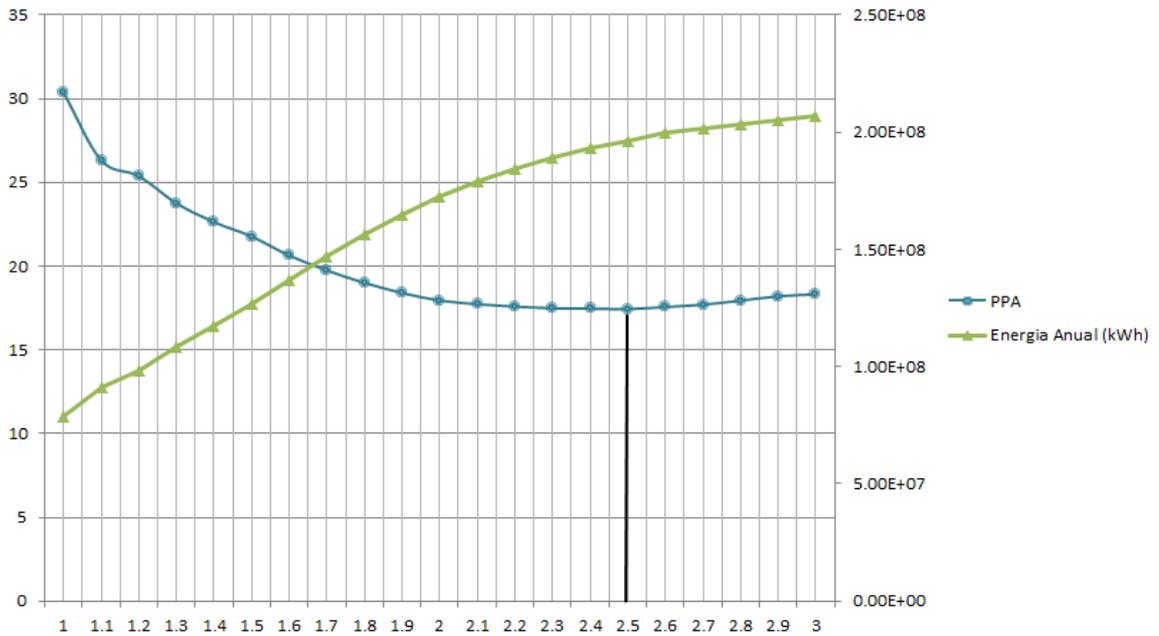


Figura 18. PPA y Energía Anual Producida en función del Múltiplo Solar

Como se muestra, la energía anual aumenta a medida que lo hace también el múltiplo solar. En cambio, el coste de la energía tiene un mínimo a partir del cual vuelve a aumentar su coste, tal y como se explicó en el apartado de Metodología para el análisis energético.

Una vez obtenida la parametrización y optimización de los valores de entrada se simula la central con estos resultados, obteniendo así un resumen con las medidas y parámetros fundamentales de la central el cual se muestra en la Tabla 17.

Energía anual producida	196,425,552 kWh
Factor de capacidad	45.2 %
Precio PPA (1 ^{er} año)	16.047 cent€/kWh
Escalamiento PPA	1%
Coste normalizado PPA (nominal)	17.445 cent€/kWh
Coste normalizado COE (nominal)	16.765 cent€/kWh
Valor Presente Neto	13965023.44 €
Tasa Interna de Retorno (IRR)	7.5 %
Año donde se logra el TIR	20
TIR al final del período de análisis	9.60 %
Coste capital neto	433500650 €
Acciones	234800550 €
Tamaño de la deuda	198700112.5 €

Tabla 17. Resumen de la simulación de la central

Para la conversión de moneda de euros a dólares se ha tenido en cuenta el valor medio de esta conversión para el período Mayo 2012-Mayo 2015, siendo esta conversión 1.28\$/€

7.3. Análisis Termoeconómico

Una vez resueltos los balances expuestos en el apartado de metodología y junto a la ayuda de herramientas como es el caso del Excel y del software EES (Engineering Equation Solve) se obtienen las distintas exergías y los costes de cada una de las corrientes tanto para el día representativo, resultado ser el 25 de marzo, como en valores anuales.

Se presentan a continuación las tablas con los resultados tanto para el campo solar como de la preparación de las sales fundidas, así como los factores termoeconómicos definidos en el apartado de metodología para poder realizar la discusión de los resultados.

Resultados preparación de las sales fundidas (sistema auxiliar)

El coste exergético unitario de las sales fundidas tras su preparación resulta ser:

Coste exergético unitario sales, c	
Salida calentador eléctrico	1.242 €/MWh
Salida bomba	2.699 €/MWh

Tabla 18. Coste exergético unitario sales fundidas

Resultados para el 25 de marzo, día representativo

Para cada una de las corrientes se obtienen los siguientes resultados:

Corriente	P_{ex} (MWh)	c (€/MWh)	\dot{C} (€/día)
1	3129	0	0
2	1.14	150	171.00
3	1451	0	0
4	1679	22.79	38264.41
5	970.9	0	0
6	981.5	2.699	2649.07
7	1690	41.36	69898.40

Tabla 19. Resultados corrientes campo solar, análisis día representativo

Resultando para las corrientes de fuel los siguientes costes unitarios promedios:

Coste unitario promedio del fuel, c^F	
Campo heliostatos	0.054 €/MWh
Receptor central	15.38 €/MWh

Tabla 20. Coste unitario promedio del fuel, análisis día representativo

Respecto a los rendimientos exergéticos resulta ser:

Para los heliostatos, $\varepsilon_{HEL} = 0.5364$

Para el receptor central, $\varepsilon_{RC} = 0.6351$

Y considerando el sistema como una caja negra el rendimiento es $\varepsilon_{CS} = 0.411$

Para los costes Z de inversión y operación y mantenimiento se obtiene:

Campo de Heliostatos	38090 €/día
Receptor Central	28974 €/día

Tabla 21. Costes actualizados y anualizados, análisis día representativo

Como puede observarse se incluye la preparación de las sales como un coste de inversión debido a que se considera que este coste es necesario para el inicio del funcionamiento de la central.

Además, los parámetros termoeconómicos resultantes del análisis son:

Factores termoeconómicos, f	
Campo de Heliostatos	
f_{HEL}^F	0.004463
f_{HEL}^Z	0.9955
Receptor central	
f_{RC}^F	0.5854
f_{RC}^Z	0.4146
Diferencia relativa de costes exergéticos unitario promedio, r	
Campo heliostatos	418.8
Receptor central	3.69

Tabla 22. Parámetros termoeconómicos, análisis día representativo

Resultados del análisis anual

Al igual que para el caso del análisis basado en el día representativo, se exponen a continuación las tablas con los resultados del análisis en base anual.

Corriente	P_{ex} (GWh)	c (€/MWh)	\dot{C} (k€/año)
1	1216.6	0	0
2	0.371	150	55.64
3	598.35	0	0
4	618.62	22.56	13955.99
5	353.75	0	0
6	347	2.699	936.553
7	611.87	41.63	25471.98

Tabla 23. Resultados corrientes campo solar, análisis anual

En este caso, resultan los siguientes costes unitarios promedios para las corrientes de fuel:

Coste unitario promedio del fuel, c^F	
Campo heliostatos	0.046 €/MWh
Receptor central	0.5848 €/MWh

Tabla 24. Coste unitario promedio del fuel, análisis anual

Los rendimientos exergéticos resultan ser:

Para los heliostatos, $\varepsilon_{HEL} = 0.51$

Para el receptor central, $\varepsilon_{RC} = 0.634$

Y considerando el sistema como una caja negra el rendimiento del campo solar es de $\varepsilon_{CS} = 0.39$

Para los costes Z de inversión y operación y mantenimiento se obtiene:

Campo de Heliostatos	1.39×10^7 €/año
Receptor Central	1.058×10^7 €/año

Tabla 25. Costes actualizados y anualizados, análisis anual

Y los parámetros termoeconómicos resultantes del análisis en base anual son:

Factores termoeconómicos, f	
Campo de Heliostatos	
f_{HEL}^F	0.004
f_{HEL}^Z	0.996
Receptor central	
f_{RC}^F	0.585
f_{RC}^Z	0.415
Diferencia relativa de costes exergéticos unitario promedio, r	
Campo heliostatos	494.6
Receptor central	3.669

Tabla 26. Parámetros termoeconómicos, análisis anual

8. Discusión de los resultados del análisis termoeconómico

Se ha obtenido para los casos bajo estudio un coste de salida de las sales caliente de 4.136 cent€/kWh en el caso del día representativo y de 4.163 cent€/kWh en el caso anual. En la simulación de la central se obtuvo un coste de la energía de 17.445 cent€/kWh.

Como se observa, el coste resultante para las sales es menor que el obtenido para el coste de la energía producida. Aun así, estos datos no son definitivos, el análisis se ha realizado meramente para el campo solar, sin haber realizado balance en el resto de sistemas, por lo que no se puede llegar a una discusión y comparación definitiva sobre esto.

Además, mediante los costes unitarios obtenidos para cada corriente, los costes unitarios promedios del fuel y los factores termoeconómicos para cada caso bajo estudio, se puede comprobar la buena representación del día 25 de marzo sobre la producción media anual, siendo los valores resultantes casi idénticos. Esto puede comprobarse con las tablas representadas en el apartado de resultados del análisis termoeconómico.

Observando los resultados obtenidos para los factores termoeconómicos se puede determinar el peso de cada corriente de fuel o de los costes de capital y operación y mantenimiento sobre el coste del producto.

Para el caso del campo de heliostatos puede comprobarse que el peso del coste del producto es debido casi en su totalidad a los costes de capital y de operación y mantenimiento ya que el valor de f_{HEL}^F es casi nulo por el uso de una fuente renovable como fuel, tal y como se indicó en el apartado de metodología para el análisis termoeconómico.

Para el receptor central, tanto el fuel como el coste del capital tienen un peso parecido sobre el coste del producto.

Sobre la diferencia relativa de los costes unitarios promedios entre producto y fuel (Tablas 22 y 26) podemos observar el gran valor obtenido para esta magnitud termoeconómica en el campo de heliostatos. Ello es debido sobre todo a que la mayor fuente de fuel que se aporta es gratuita y de ahí esa gran diferencia relativa entre producto y fuel, no teniendo que ver que el coste unitario de cada uno de ellos sea grande.

En cambio, en el receptor central este valor es mucho menor, y ello se debe a que el coste del fuel tiene mucho mayor peso sobre el coste resultante para el producto que los costes de capital, siendo en definitiva esta magnitud comparable con los factores termoeconómicos: Cuanto mayor sea el factor termoeconómico f^F menor será la diferencia relativa entre los costes unitarios de fuel y producto.

9. Conclusiones

El objetivo principal de este trabajo era la optimización económica de una central de torre con sales fundidas y de su estudio termoeconómico, siendo el sistema bajo estudio el campo solar.

Para esta optimización se ha hecho uso del software SAM, el cual es una herramienta de gran utilidad a la hora de diseñar centrales, parametrizarlas y optimizarlas tanto energéticamente como económicamente y simularlas.

De esta optimización se ha obtenido una central de torre con sales fundidas con múltiplo solar 2.5, cuyo receptor está formado por 12 paneles, que produce 196,425,552 kWh anuales y cuyo coste de la energía tiene un valor de 17.445 cent€/kWh.

Del análisis termoeconómico se ha realizado el estudio sobre el campo solar en términos anuales y para un día que represente la producción media de la central, englobando el campo de heliostatos y el receptor central, para así estimar el coste de las sales fundidas a la salida del receptor, es decir, el coste de convertir esa radiación incidente en los heliostatos en energía térmica.

El coste obtenido para estas sales ha sido de 0.0413 €/kWh en el análisis para el día representativo y de 0.0416 €/kWh para el análisis en base anual, siendo ambos resultandos casi idénticos.

El rendimiento exergético ha resultado de 0.53 en el campo de heliostatos para el análisis del día representativo y de 0.51 para el anual, mientras que el rendimiento del receptor central ha resultado ser de 0.63 para ambos casos.

El resultado obtenido para los factores termoeconómicos del día representativo ha sido de 0.004463 y 0.9955 para los factores de fuel y capital de los heliostatos y de 0.5854 y 0.4146 para el caso del receptor central. En el análisis anual los resultados obtenidos han resultado casi idénticos tal y como ha ocurrido con el coste unitario de las sales.

Este trabajo podría continuarse mediante el estudio termoeconómico del resto de la central, tanto para el almacenamiento como para el bloque de potencia, obteniendo así el coste de la producción energética de la electricidad y pudiendo así comparar con el LEC obtenido en la simulación con SAM.

También podría haberse tomado como objetivo la optimización termoeconómica del coste de las sales a la salida del receptor, en lugar de haber optimizado la central económica y energéticamente y haber obtenido el valor resultante.

10. Referencias y bibliografía

- [1] Espejo Marín C., García Marín R. La energía solar termoeléctrica en España, 2010.
- [2] Silva Pérez, M.A. Sistemas Termosolares de Concentración. Energía Solar, GITI.
- [3] Lluís Jutglar BANYERAS. Energía Solar, CEAC, 2007.
- [4] Energía Termosolar II: Cilindro parabólico, GMD Blog
<http://www.gmdsol.com/blog/energia-termosolar-ii-cilindro-parabolico/>
- [5] System Advisor Model: General Description; NREL
- [6] Receptor solar de sales fundidas y procedimiento para reducir el gradiente térmico en dicho receptor
<http://www.google.com/patents/WO2011086215A1?cl=>
- [7] Evaluación del Potencial de Energía Solar Termoeléctrica. Estudio Técnico. PER 2011-2020. IDEA.
- [8] Alexis B. Zavoico. Solar Power Tower, Design Basis Document. Sandia National Laboratories. SAND2001-2100, 2001.
- [9] Excel SAM costs 2013, molten salt power tower; NREL.
- [10] SAM's Help system, <https://sam.nrel.gov/documentation>
- [11] Gómez Camacho, C. Apuntes Análisis Termoeconómico de los procesos industriales, GITI.
- [12] Ruiz Hernández, Valeriano. Exergía: <http://www.valerianoruiz.com/>

11. Anexos

ANEXO 1. Parametrización de la central

En este anexo se muestra la tabla con los resultados de la parametrización de la central realizada con SAM, a partir del número de paneles del receptor y del múltiplo solar.

Los valores para el número de paneles se han tomado de dos en dos y comprendidos entre 8 y 20 y los del múltiplo solar con valores comprendidos entre 1 y 3.

Número de Paneles	Múltiplo Solar	Levelized PPA price (nominal) (cents€/kWh)	Energía Anual (kWh)
8	1	30.710	7.806E+07
10	1	30.518	7.855E+07
12	1	30.359	7.897E+07
14	1	30.276	7.919E+07
16	1	30.238	7.929E+07
18	1	30.249	7.926E+07
20	1	30.228	7.932E+07
8	1.1	26.736	8.955E+07
10	1.1	26.449	9.054E+07
12	1.1	26.322	9.098E+07
14	1.1	26.274	9.115E+07
16	1.1	26.219	9.134E+07
18	1.1	26.220	9.134E+07
20	1.1	26.201	9.141E+07
8	1.2	25.764	9.714E+07
10	1.2	25.503	9.815E+07
12	1.2	25.384	9.861E+07
14	1.2	25.321	9.886E+07
16	1.2	25.277	9.904E+07
18	1.2	25.281	9.902E+07
20	1.2	25.261	9.910E+07
8	1.3	24.122	1.068E+08
10	1.3	23.879	1.079E+08
12	1.3	23.757	1.085E+08
14	1.3	23.734	1.086E+08
16	1.3	23.686	1.088E+08
18	1.3	23.672	1.088E+08
20	1.3	23.695	1.087E+08
8	1.4	22.943	1.159E+08

10	1.4	22.743	1.169E+08
12	1.4	22.635	1.175E+08
14	1.4	22.617	1.176E+08
16	1.4	22.583	1.178E+08
18	1.4	22.571	1.178E+08
20	1.4	22.585	1.178E+08
8	1.5	22.021	1.255E+08
10	1.5	21.876	1.263E+08
12	1.5	21.772	1.269E+08
14	1.5	21.759	1.270E+08
16	1.5	21.710	1.273E+08
18	1.5	21.725	1.272E+08
20	1.5	21.735	1.272E+08
8	1.6	20.895	1.351E+08
10	1.6	20.724	1.362E+08
12	1.6	20.638	1.368E+08
14	1.6	20.624	1.369E+08
16	1.6	20.584	1.371E+08
18	1.6	20.608	1.370E+08
20	1.6	20.613	1.369E+08
8	1.7	20.003	1.451E+08
10	1.7	19.817	1.465E+08
12	1.7	19.750	1.470E+08
14	1.7	19.726	1.472E+08
16	1.7	19.697	1.474E+08
18	1.7	19.715	1.472E+08
20	1.7	19.703	1.473E+08
8	1.8	19.214	1.548E+08
10	1.8	19.061	1.561E+08
12	1.8	19.005	1.566E+08
14	1.8	18.985	1.568E+08
16	1.8	18.951	1.570E+08
18	1.8	18.956	1.570E+08
20	1.8	18.964	1.569E+08
8	1.9	18.596	1.632E+08
10	1.9	18.461	1.644E+08
12	1.9	18.401	1.650E+08
14	1.9	18.395	1.651E+08
16	1.9	18.379	1.652E+08
18	1.9	18.387	1.651E+08
20	1.9	18.392	1.651E+08
8	2	18.103	1.708E+08
10	2	17.989	1.719E+08

12	2	17.951	1.723E+08
14	2	17.932	1.725E+08
16	2	17.906	1.728E+08
18	2	17.911	1.727E+08
20	2	17.924	1.726E+08
8	2.1	17.850	1.776E+08
10	2.1	17.760	1.785E+08
12	2.1	17.731	1.788E+08
14	2.1	17.708	1.790E+08
16	2.1	17.715	1.790E+08
18	2.1	17.727	1.789E+08
20	2.1	17.747	1.786E+08
8	2.2	17.671	1.833E+08
10	2.2	17.604	1.840E+08
12	2.2	17.586	1.842E+08
14	2.2	17.575	1.843E+08
16	2.2	17.582	1.842E+08
18	2.2	17.594	1.841E+08
20	2.2	17.620	1.838E+08
8	2.3	17.583	1.882E+08
10	2.3	17.520	1.889E+08
12	2.3	17.490	1.892E+08
14	2.3	17.481	1.893E+08
16	2.3	17.494	1.892E+08
18	2.3	17.506	1.890E+08
20	2.3	17.533	1.887E+08
8	2.4	17.558	1.922E+08
10	2.4	17.494	1.929E+08
12	2.4	17.469	1.932E+08
14	2.4	17.476	1.931E+08
16	2.4	17.483	1.930E+08
18	2.4	17.494	1.929E+08
20	2.4	17.514	1.927E+08
8	2.5	17.511	1.956E+08
10	2.5	17.466	1.961E+08
12	2.5	17.441	1.964E+08
14	2.5	17.442	1.964E+08
16	2.5	17.443	1.964E+08
18	2.5	17.455	1.963E+08
20	2.5	17.483	1.960E+08
8	2.6	17.634	1.988E+08
10	2.6	17.593	1.992E+08
12	2.6	17.565	1.996E+08

14	2.6	17.580	1.994E+08
16	2.6	17.589	1.993E+08
18	2.6	17.606	1.991E+08
20	2.6	17.631	1.988E+08
8	2.7	17.756	2.013E+08
10	2.7	17.722	2.017E+08
12	2.7	17.706	2.019E+08
14	2.7	17.720	2.017E+08
16	2.7	17.722	2.017E+08
18	2.7	17.736	2.015E+08
20	2.7	17.764	2.012E+08
8	2.8	17.996	2.031E+08
10	2.8	17.973	2.034E+08
12	2.8	17.952	2.036E+08
14	2.8	17.968	2.034E+08
16	2.8	17.963	2.035E+08
18	2.8	17.991	2.032E+08
20	2.8	18.012	2.029E+08
8	2.9	18.230	2.050E+08
10	2.9	18.221	2.051E+08
12	2.9	18.203	2.053E+08
14	2.9	18.201	2.053E+08
16	2.9	18.203	2.053E+08
18	2.9	18.223	2.051E+08
20	2.9	18.249	2.048E+08
8	3	18.361	2.068E+08
10	3	18.346	2.070E+08
12	3	18.327	2.072E+08
14	3	18.349	2.070E+08
16	3	18.352	2.069E+08
18	3	18.381	2.066E+08
20	3	18.411	2.062E+08

Tabla 27. Resultados parametrización de la central.

ANEXO 2. Elección del día representativo

Tal y como se comentó en la metodología, el análisis se realiza tanto en base anual como en un día representativo para así tener una perspectiva de ambos casos, por lo cual era necesario elegir un día representativo.

Para ello se tomaba como medida representativa la energía anual, siendo esta de 196425.55 MWh anuales.

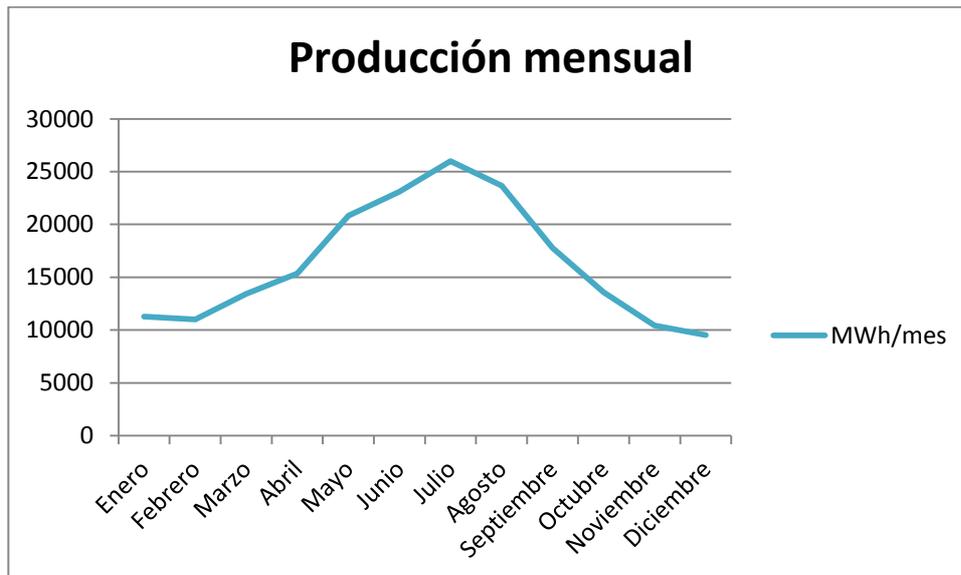


Figura 19. Producción mensual de energía

La media diaria de la producción de energía resulta ser de 538.15 MWh/día. Por lo que con este valor, y teniendo en cuenta que el día debe ser cercano a uno de los equinoccio (tal y como se explicó) se selecciona el día representativo.

A continuación se muestra un gráfico con los Mwh/día de cada día del año.

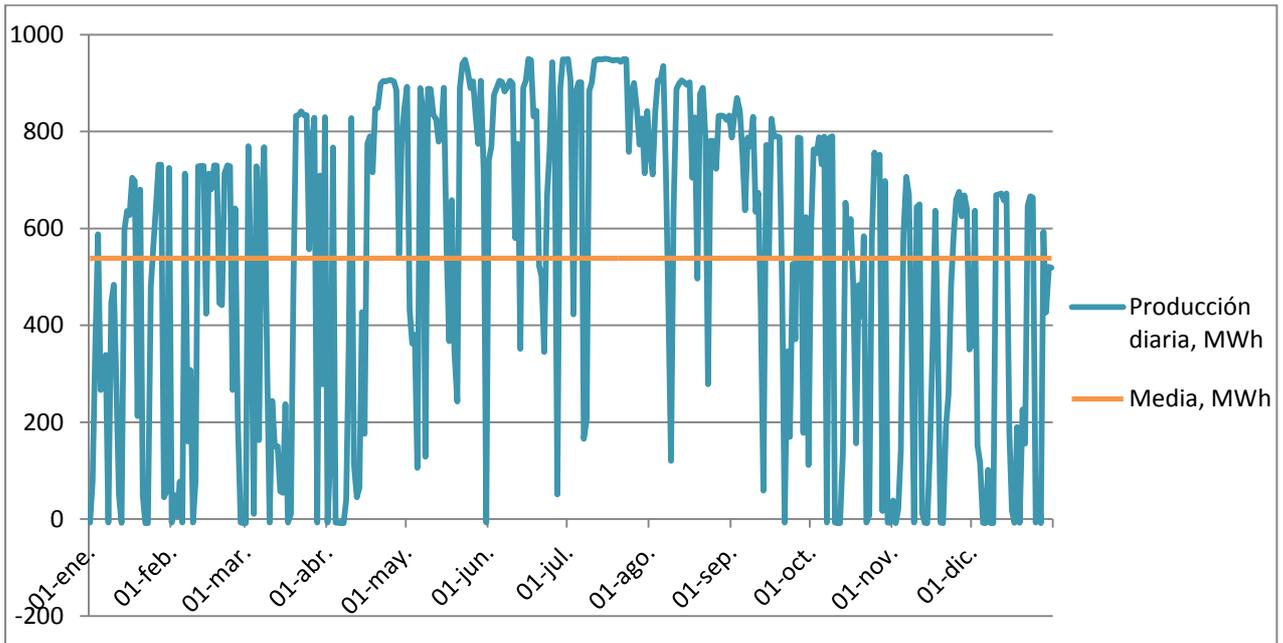


Figura 20. Producción diaria de energía

En este gráfico puede verse los picos que experimenta la producción de energía a lo largo del año, debido a la meteorología y a otros aspectos como por ejemplo el estado de los tanques.

De este gráfico se toman los días con valores energéticos de producción más cercanos a la media, siendo estos días:

Día	kWh/día
25-mar	557094.813
28-abr	545999.311
16-may	552128.898
20-jun	523383.495
15-sep	541668.453
24-sep	526417.374
30-dic	520828.332
31-dic	518497.106

Tabla 28. Días cercanos a la producción media

A partir de ello, teniendo en cuenta los días más cercanos a los equinoccios (marzo y septiembre) y además, considerando que debe tratarse de un día despejado y que no presente grandes variaciones o picos en su radiación, se elige como día representativo el 25 de marzo, aunque el valor de la producción de energía supere a la media.

En la siguiente gráfica se muestra la producción de energía horaria de ese día, comprobando así que no hay picos en su producción.

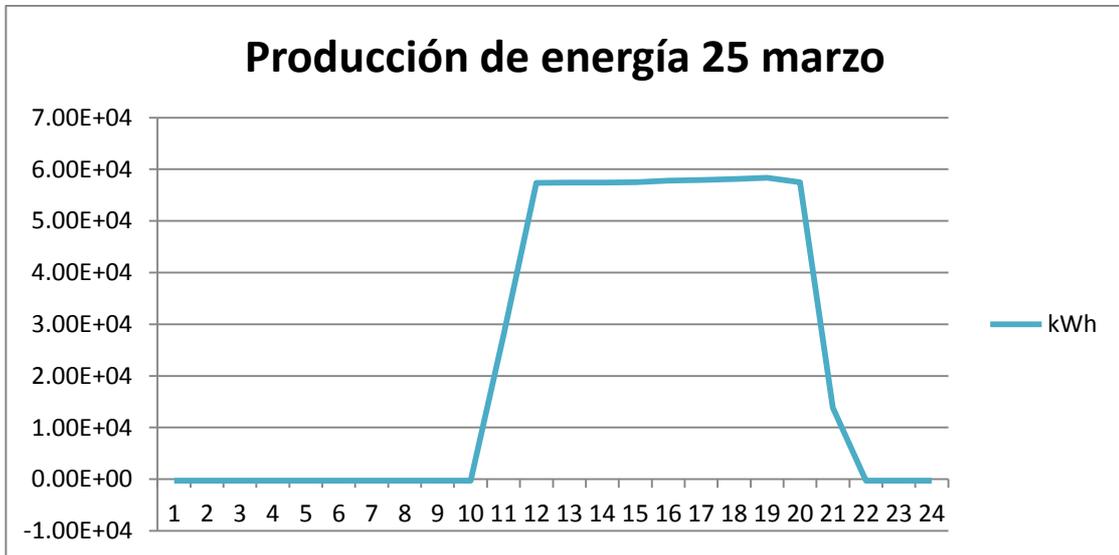


Figura 21. Producción de energía 25 marzo

Se muestra también un gráfico con la radiación del día elegido (Figura 22).

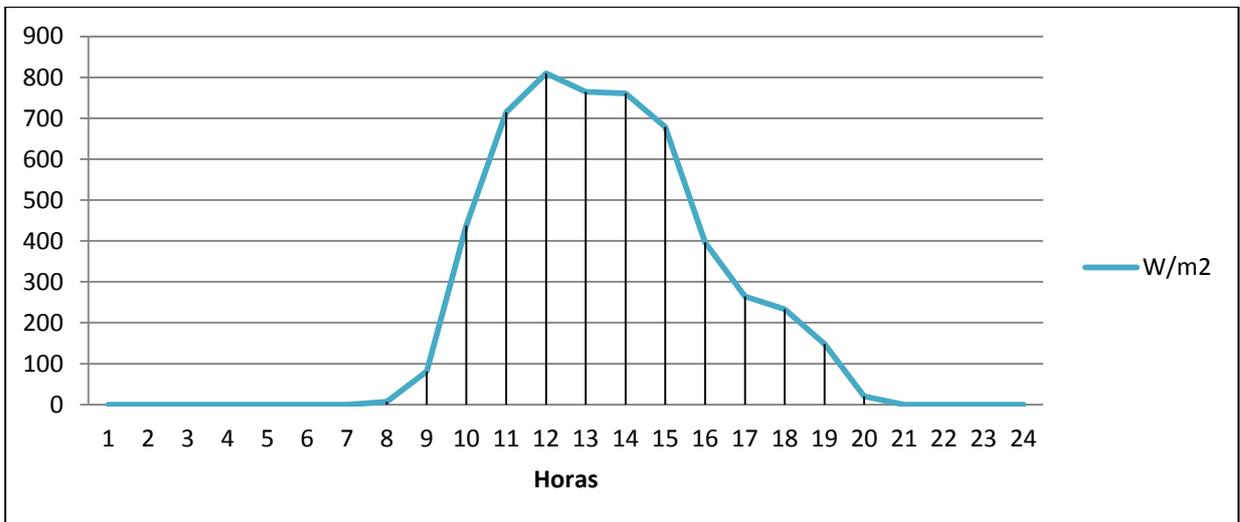


Figura 22. Radiación directa horaria 25 marzo

ANEXO 3. Distribución de costes de operación y mantenimiento

En este anexo se muestran las tablas con los costes obtenidos de operación y mantenimiento repartidos los costes del campo solar tal y como se comentó dependiendo de la inversión para cada uno de ellos, siendo el porcentaje de inversión para el campo de heliostatos del 56 % y de un 44% para el receptor central y la torre.

Administración laboral	
Campo de heliostatos	272,943.09 €
Receptor central	214,567.47 €
Operaciones laborales	
Campo de heliostatos	176,952.51 €
Receptor Central	139,106.85 €
Mantenimiento del campo solar	
Campo de heliostatos	296,612.71 €
Receptor Central	233,174.76 €
Servicios contratados	
Campo de heliostatos	187,690.20 €
Útiles	
Agua de limpieza de los heliostatos	830.47 €
Material y mantenimiento	
Terreno y heliostatos	275,668.75 €
Receptor central	86,426.93 €

Tabla 29. Costes de operación y mantenimiento del campo solar

ANEXO 4. Representación gráfica de las exergías

En este anexo se muestran las gráficas en términos anuales como diarios de aquellas de las exergías necesarias para el análisis de la central.

En los dos primeros gráficos se realiza una comparación entre la energía solar incidente sobre los heliostatos, la energía solar concentrada y la producción de energía eléctrica. En el gráfico donde se muestran los datos mensuales a lo largo del año (Figura 23) se ve que la diferencia entre ellas es la energía que se va perdiendo en cada uno de los sistemas de conversión de la energía, pudiéndose observar así el rendimiento de la central. Mientras que, en el del día representativo (Figura 24) se ve de forma más detallada como a lo largo del día la producción se sitúa en los 57 MW de la central cuando, una vez que la energía solar llega a los heliostatos, esta se concentra y se absorbe en el receptor.

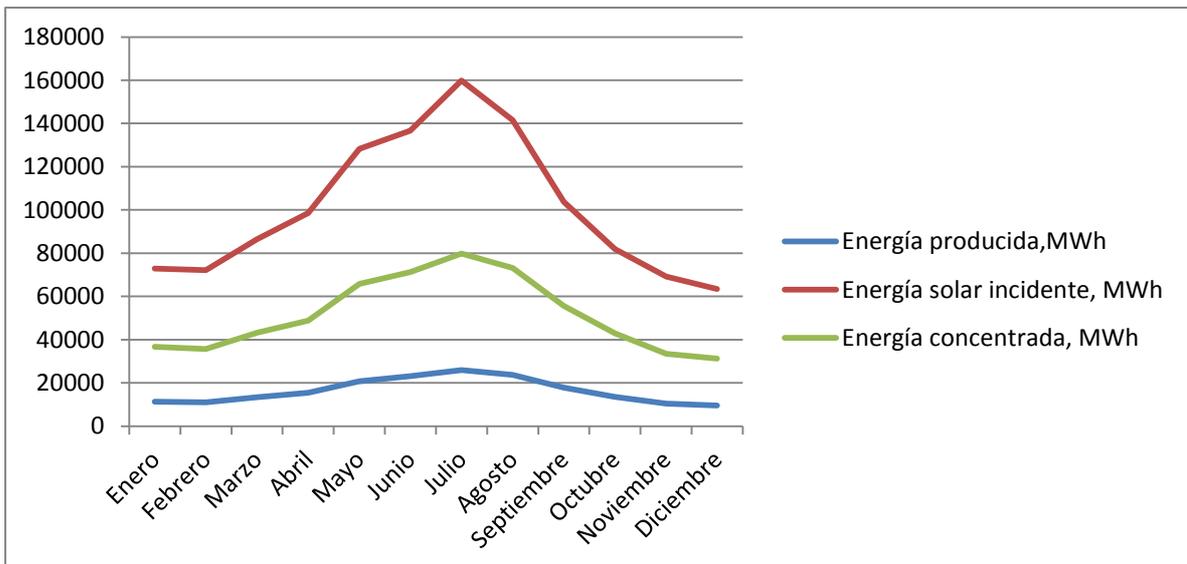


Figura 23. Comparación energías mensuales a lo largo del año

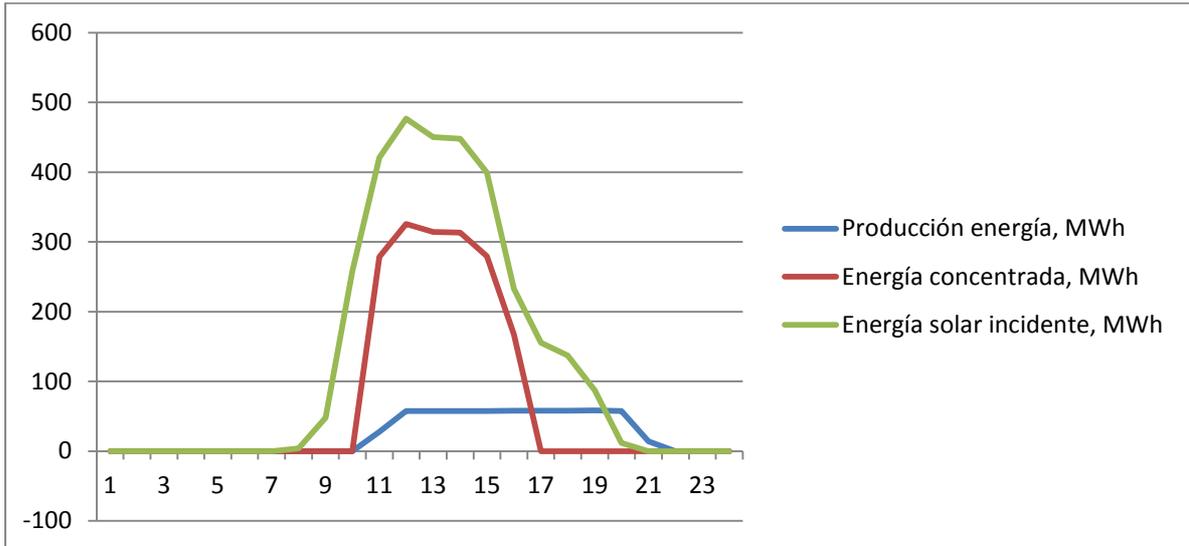


Figura 24. Comparación energías día representativo

Del mismo modo, se muestra también gráficamente el consumo de los seguidores solares, observando que en el consumo mensual la tendencia es parecida a la gráfica de la Figura 23, pero viendo más detalladamente lo que ocurre a lo largo del día, puede verse que el consumo es mayor para posicionar los heliostatos respecto al Sol hasta que la central se pone en funcionamiento y que, a partir de ese momento, el consumo es constante a lo largo del día.

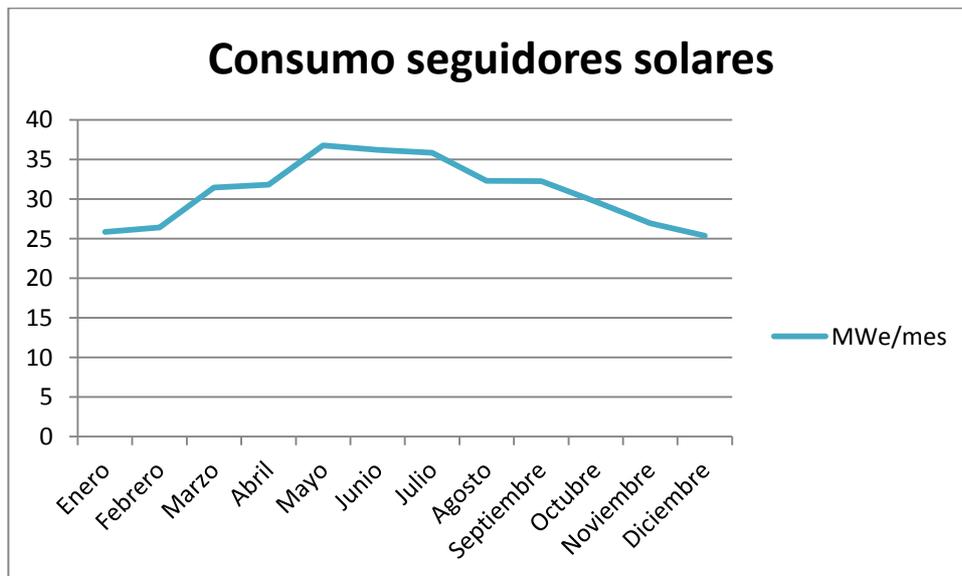


Figura 25. Consumo mensual seguidores solares

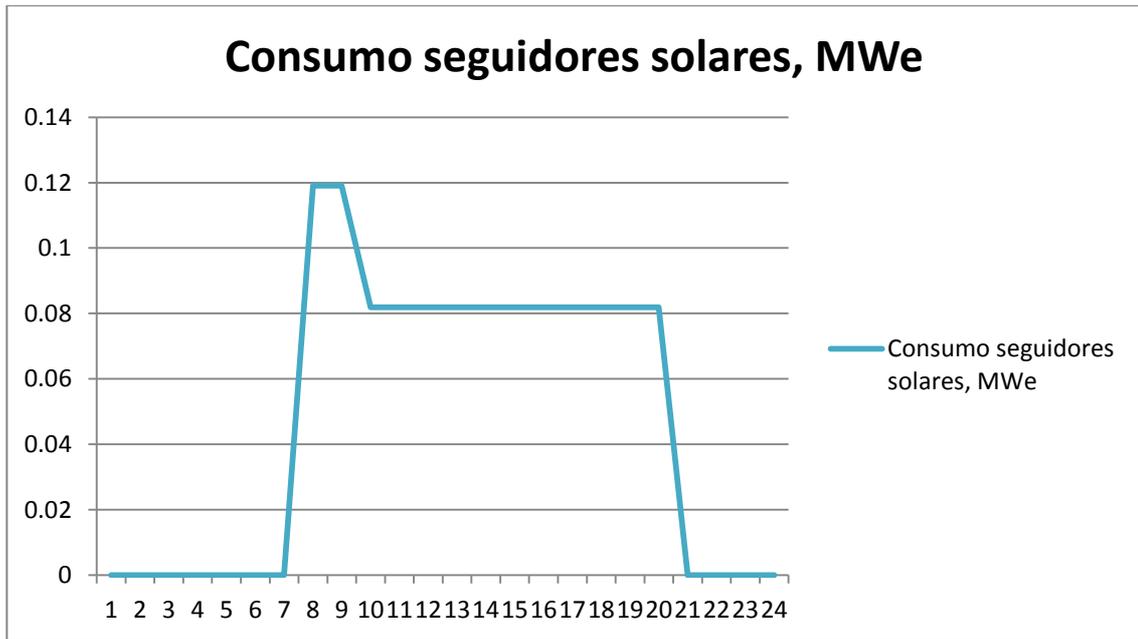


Figura 26. Consumo seguidores solares día representativo

Para concluir este anexo, es interesante incluir una gráfica que relacione la masa de sales calientes en el tanque a la salida del receptor y la fracción del enfoque óptico del campo.

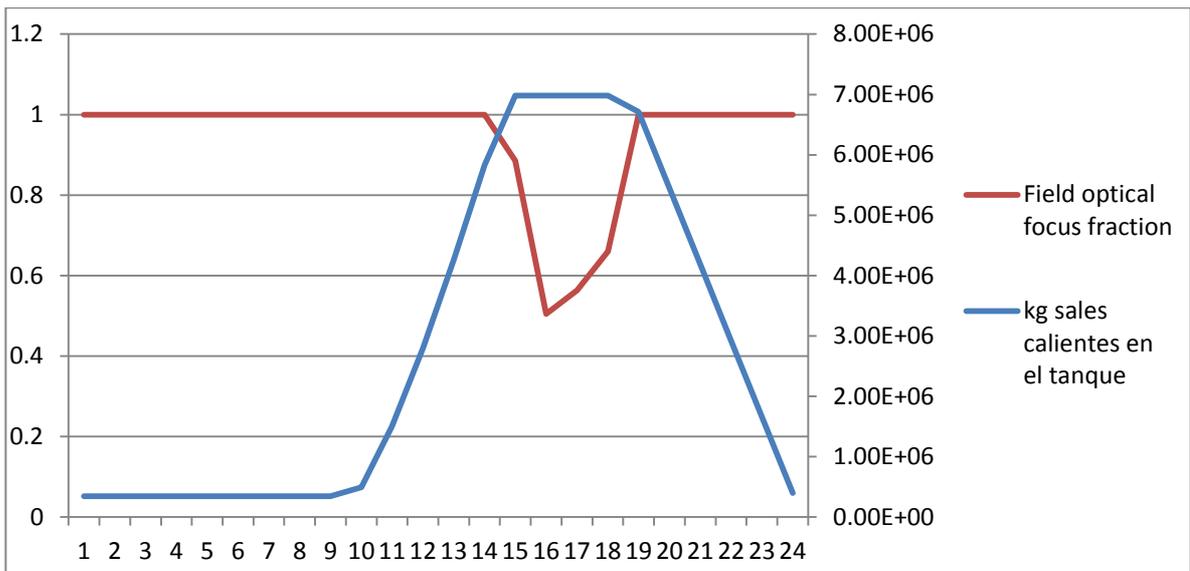


Figura 27. Fracción del enfoque óptico del campo

En el eje principal se indica la fracción del enfoque, de 0 a 1, mientras que en el eje secundario se indican los kilogramos de sales calientes en el tanque.

Se comprueba, tal y como se indicó en el apartado de metodología, que cuando el tanque de sales está lleno existe un desbordamiento de la radiación concentrada en el receptor, disminuyendo así la fracción del enfoque óptico del campo hasta la mitad.

