

Trabajo de Fin de Grado
Grado en Ingeniería de la Energía

Implementación del modelo económico en el software de optimización de centrales de torre de CENER y comparación con la herramienta System Advisor Model

Autor: Javier Velasco Ramón

Tutor: Manuel Antonio Silva Pérez

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

Sevilla, 2017



Trabajo de Fin de Grado
Grado en Ingeniería de la Energía

**Implementación del modelo económico en el
software de optimización de centrales de Torre
de CENER y comparación con la herramienta
SAM**

Autor:

Javier Velasco Ramón

Tutor:

Manuel Antonio Silva Pérez

Profesor titular

Dep. de Ingeniería Energética

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2017

1 Resumen

El objetivo del siguiente trabajo es implementar el modelo económico en el programa de optimización de centrales termosolares de torre desarrollado por CENER. Una vez implementado dicho modelo, se pretende igualmente comparar los resultados del proceso de optimización obtenido mediante la herramienta System Advisor Model (SAM) y el software de CENER.

El modelo económico creado se ha basado en el software de DELSOL3 (Kistler & Sandia, 1986), actualizándose con datos del documento ofrecidos por NREL (NREL, COST AND PERFORMANCE DATA FOR POWER GENERATION TECHNOLOGIES, 2012). Para la codificación del modelo económico se ha recurrido al lenguaje C, concretamente se ha utilizado el software de programación DEV C++.

Además de esta comparación, también se han estudiado los resultados de optimización utilizando la herramienta SAM, y considerando parámetros de optimización que actualmente no están implementados en el software de CENER, con el fin de proponer desarrollos futuros para dicha herramienta y evaluar su impacto en los resultados.

2 Abstract

The aim of this project is to connect an economic model in the central receiver solar power plants designing software developed by CENER. Once the model has been connected, the optimization process results provided by the software System Advisor Model (SAM) and the software of CENER will be compared.

The economic model is based on the software DELSOL3, (Kistler & Sandia, 1986), but modified with the current information about costs of main systems provided by NREL, (NREL, COST AND PERFORMANCE DATA FOR POWER GENERATION TECHNOLOGIES, 2012). In order to codify this model, it has been used the programming language C, specifically using the software DEV – C++.

Besides this comparison, it has also been studied the optimization results provided by the software SAM, and considering optimization parameters that are not currently implemented in the software of CENER, with the aim of propose future developments for this tool and evaluate the impact in the results.

Índice

1 Resumen.....	5
2 Abstract	6
3 Índice de tablas	10
4 Índice de ilustraciones.....	11
5 Índice de ecuaciones	12
6 Objetivos	13
7 Introducción	14
8 Descripción de la tecnología	15
8.1 Canal cilindro parabólico	17
8.2 Concentrador lineal Fresnel.....	19
8.3 Disco Stirling o disco parabólico	21
8.4 Sistemas de receptor central.....	22
8.4.1 Helioestatos.....	23
8.4.2 Sistema receptor y HTF.....	24
8.4.3 Sistema de almacenamiento	26
8.4.4 Bloque de producción de potencia	27
8.4.5 Sistemas auxiliares	28
9 Metodología	29
9.1 Descripción de la planta.....	29
9.2 Modelo económico.....	30
9.2.1 CAPEX	30
9.2.2 O&M	40
9.2.3 LCOE.....	41
9.3 Programación del modelo económico.....	42
9.3.1 Entorno.....	42
9.3.2 Estructura	43
9.3.3 Integración.....	43
9.4 Procesos de optimización	43
9.4.1 Proceso de optimización de SAM.....	43
9.4.2 Proceso de optimización de CENER.....	46
10 Comparación de los resultados y discusión	51
10.1 Comparación del software de optimización de campo de CENER con SAM	51

10.1.1	Múltiplo solar 1.8	51
10.1.2	Múltiplo solar 2.0	54
10.1.3	Múltiplo solar 2.2	56
10.2	Discusión de los resultados de la comparación	59
10.3	Mejora por la optimización de torre, receptor y layout	60
10.3.1	Proceso de diseño de SAM	61
10.3.2	Resultados de optimización de layout MS 1.8	64
10.3.3	Resultados de optimización de layout MS 2.0	75
10.3.4	Resultados de optimización de layout MS 2.2	81
10.3.5	Comparación de los resultados de optimización y discusión de mejora	87
11	Conclusiones.....	90
12	Referencias.....	91

3 Índice de tablas

Tabla 1. Datos de la planta base	30
Tabla 2. Parámetros de cálculo de cada algoritmo (Amaia Mutuberria, 2014)	48
Tabla 3. Comparación del número de heliostatos	60
Tabla 4. Rendimiento óptico anual del campo solar	60
Tabla 5. CAPEX desglosado por equipos	73
Tabla 6. Costes fijos y variables del OPEX	73
Tabla 7. Flujos de energía durante el proceso	75
Tabla 8. Rendimiento de los procesos de transporte y transferencia de energía	75
Tabla 9. CAPEX desglosado por equipos	79
Tabla 10. Costes fijos y variables del OPEX	79
Tabla 11. Flujos de energía durante el proceso	80
Tabla 12. Rendimiento de los procesos de transporte y transferencia de energía	81
Tabla 13. CAPEX desglosado por equipos	85
Tabla 14. Costes fijos y variables del OPEX	85
Tabla 15. Flujos de energía durante el proceso	86
Tabla 16. Rendimiento de los procesos de transporte y transferencia de energía	87
Tabla 17. Resultados de la optimización geométrica.....	88
Tabla 18. Comparación del número de heliostatos	88
Tabla 19. Comparación del desenfoco.....	88
Tabla 20. Comparación del rendimiento global	88
Tabla 21. Comparación de la energía eléctrica neta producida.....	88
Tabla 22. Comparación del CAPEX	89
Tabla 23. Comparación del OPEX	89
Tabla 24. Comparación del LCOE	89

4 Índice de ilustraciones

Ilustración 1. Componentes de una CETS (Silva Pérez, 2016)	15
Ilustración 2. Tipos de concentradores solares: A-CCP, B-CLFR, C-CRS, D-DP (Mártel, 2016)	16
Ilustración 3. Colectores CCP (Acciona, 2009)	17
Ilustración 4. Distribución típica de una central CCP (Cobra, 2011)	18
Ilustración 5. Colector lineal Fresnel. (Ferrostaal, 2010)	19
Ilustración 6. Geometría de un colector lineal Fresnel. (Neumann).....	20
Ilustración 7. Concentrador lineal Fresnel compacto y concentrador secundario. (School of Physics University of Sydney, s.f.), (Energética Futura, 2010)	20
Ilustración 8. Discos Stirling. (Helioscsp, 2015).....	21
Ilustración 9. Central de receptor central. (Stillings, 2014)	23
Ilustración 10. Robot limpiando la superficie de un heliostato. (SENER, 2012).....	24
Ilustración 11. Esquema de una central de receptor central de sales fundidas. (Cañones, 2014)	27
Ilustración 12. Algoritmos comparados (Amaia Mutuberria, 2014)	47
Ilustración 13. Distancia de separación entre heliostatos. (Amaia Mutuberria, 2014)	48
Ilustración 14. División del terreno según el algoritmo DELSOL. (Kistler & Sandia, 1986)	49
Ilustración 15. Eficiencia óptica anual del campo solar 1.8	52
Ilustración 16. Rendimiento óptico y desenfoque MS 1.8.....	53
Ilustración 17. Eficiencia óptica del campo de heliostatos MS 2.0	55
Ilustración 18. Eficiencia óptica del campo y factor de desenfoque MS 2.0	56
Ilustración 19. Eficiencia óptica del campo de heliostatos MS 2.2	58
Ilustración 20. Eficiencia óptica del campo y factor de desenfoque MS 2.2	59
Ilustración 21. Eficiencia térmica del receptor MS 1.8	65
Ilustración 22. Eficiencia del receptor y desenfoque MS 1.8.....	66
Ilustración 23. Estrategia de almacenamiento y operación MS 1.8.....	69
Ilustración 24. Consumos parásitos MS 1.8	70
Ilustración 25. Comparativa consumos parásitos, flujo de almacenamiento y recurso solar MS 1.8.....	71
Ilustración 26. Rendimiento térmico del receptor MS 2.0.....	76
Ilustración 27. Variación del rendimiento térmico del receptor MS 2.0	77
Ilustración 28. Rendimiento térmico del receptor MS 2.2.....	82
Ilustración 29. Variación del rendimiento térmico del receptor MS 2.2	83

5 Índice de ecuaciones

Ecuación 1. Coste capital total	30
Ecuación 2. Coste de los heliostatos	31
Ecuación 3. Coste de los heliostatos por zonas.....	32
Ecuación 4. Coste del terreno	32
Ecuación 5. Coste del cableado según SAM	33
Ecuación 6. Coste del cableado según DELSOL	33
Ecuación 7. Coste de la torre menor de 120m.....	34
Ecuación 8. Coste de la torre mayor de 120m	34
Ecuación 9. Altura de la torre.....	34
Ecuación 10. Coste del receptor.....	34
Ecuación 11. Coste de las bombas	35
Ecuación 12. Coste de las bombas al receptor.....	35
Ecuación 13. Coste de las bombas al almacenamiento	35
Ecuación 14 Coste de las tuberías.....	36
Ecuación 15. Relación entre el diámetro real y el de referencia	37
Ecuación 16. Coste del sistema de almacenamiento	37
Ecuación 17. Número de parejas de tanques de almacenamiento	38
Ecuación 18. Volumen de almacenamiento requerido.....	38
Ecuación 19. Volumen almacenado	38
Ecuación 20. Coste de los intercambiadores	39
Ecuación 21. Coste del bloque de potencia	39
Ecuación 22. Coste del bloque de potencia	39
Ecuación 23. Coste fijo por capacidad.....	40
Ecuación 24. Coste variable por generación	41
Ecuación 25. Ecuación básica de escalado de variables.....	41
Ecuación 26. LCOE	42
Ecuación 27. Potencia térmica de diseño de salida del receptor	44
Ecuación 28. Energía anual	49
Ecuación 29. Rendimiento anual.....	50
Ecuación 30. Potencia de desenfoque incidente en el receptor.....	67
Ecuación 31. Desenfoque en porcentaje	67
Ecuación 32. Cálculo del LCOE.....	74

6 Objetivos

El presente proyecto tiene por objeto comparar los métodos de optimización de plantas termosolares de torre mediante la comparación de los resultados de simulación de una misma planta obtenidos con la herramienta SAM y el software de CENER, una vez incluido el módulo económico desarrollado en este mismo trabajo.

Así pues, los objetivos principales de este trabajo de fin de grado son:

- Crear el modelo económico que necesita el programa de CENER, de diseño de central termosolar de torre.
- Comparar los métodos de diseño de ambos programas.
- Ejecutar las simulaciones pertinentes con el programa de CENER al completo.
- Ejecutar las simulaciones de los mismos casos con SAM.
- Comparar los resultados de simulación con la herramienta informática SAM y el software de CENER.
- Analizar el funcionamiento de SAM con el fin de cuantificar el potencial de mejora del software de CENER.

7 Introducción

En el ámbito de las energías renovables, es indudable que la energía solar térmica de concentración tiene un gran potencial en países situados en el denominado Cinturón Solar, ya que estas zonas la radiación solar es muy alta durante prácticamente todo el año. A este hecho se le suman los incentivos que aportan países como España, que aumenta el nivel de viabilidad económica de este tipo de centrales. Por ello, estas plantas han tenido un gran interés para las empresas del sector energético, provocado que la tecnología de conversión de energía solar a eléctrica se haya visto desarrollada rápidamente.

Los Sistemas Termosolares de Concentración (STCS) cuentan con una gran diversidad de aplicaciones, hornos solares, cocinas solares, etc. Las más comunes son las de alta y media temperatura mediante la concentración de la componente directa solar. Concretamente para producir vapor de proceso y para la generación de energía eléctrica. Los STCS para este último fin se denominan Centrales Energéticas Termosolares (CETS), que son las estudiadas en este trabajo, concretamente las CETS de receptor central o torre.

8 Descripción de la tecnología

En este apartado se define el concepto de Central Energética Termosolar (CETS), así como las variantes más extendidas de esta tecnología.

Una central energética termosolar es una instalación industrial en la que se concentra la radiación solar mediante superficies reflectantes para calentar un fluido caloportador o HTF (sales fundidas, aceite térmico, agua, etc.) que será utilizado en un ciclo termodinámico convencional, aportando calor para producir el vapor que alimentará la turbina generando el movimiento necesario para que el alternador produzca la energía eléctrica final.

Las CETS están formadas por diversos sistemas mediante los que se transforma o se transporta la energía recibida: el sistema concentrador (superficie reflectante), el receptor – absorbedor, el fluido caloportador y el sistema de conversión termoeléctrico. Comúnmente pueden contar con un sistema de almacenamiento y una fuente de energía alternativa (hibridación). Estos sistemas están representados en la Ilustración 1.

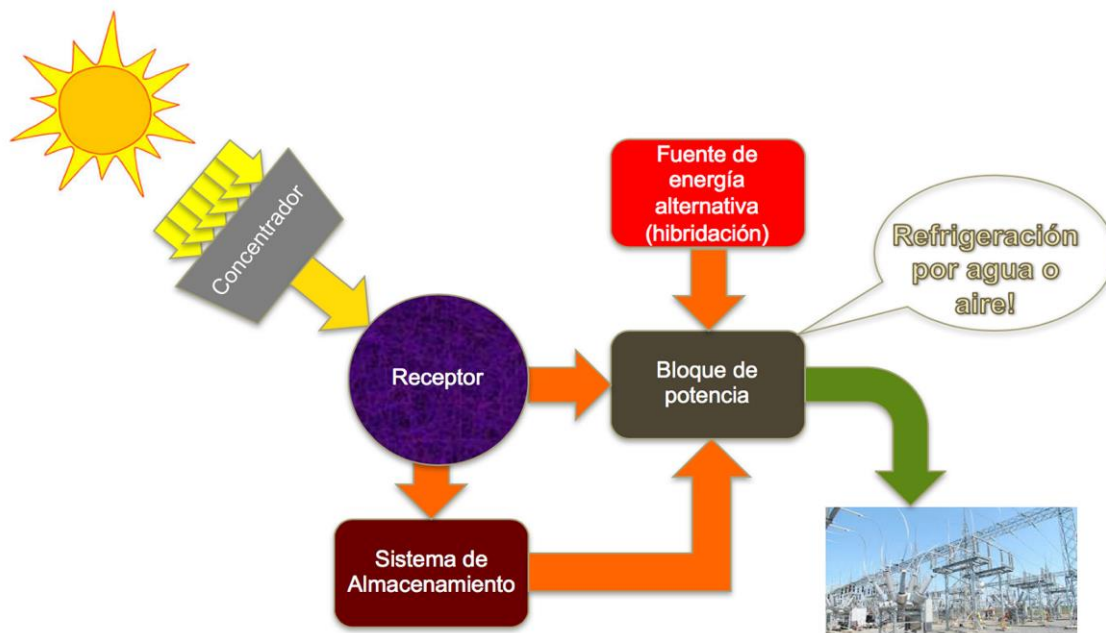


Ilustración 1. Componentes de una CETS (Silva Pérez, 2016)

El almacenamiento y la hibridación aportan una serie de ventajas muy importantes para una CETS. En primer lugar, permite adaptar en la medida de lo posible la producción a la demanda, aumenta la gestionabilidad de la planta, permite producir energía cuando el precio de venta sea mayor, mejora el rendimiento del ciclo Rankine ya que permite operar el máximo tiempo posible en condiciones nominales, aporta energía de apoyo en los arranques y durante los posibles intervalos nublados del día.

Existen muchas formas de aprovechar la energía solar para su conversión en energía eléctrica, no obstante, hay algunas más consolidadas y consideradas como una tecnología madura o cercana a su madurez. Las variantes tecnológicas más comunes y desarrolladas son: canal cilindro parabólico (CCP), sistemas de receptor central (CRS), concentrador lineal de Fresnel (CLFR) y disco parabólico (DP).

La diferencia principal entre estas cuatro tecnologías es la forma de concentración, la cual le da nombre. Todas ellas mostradas en la Ilustración 2. En primer lugar, los concentradores del canal cilindro parabólico se caracterizan por tener forma de parábola en cuyo foco se sitúa el tubo absorbedor. En segundo lugar, el concentrador Fresnel es una versión del cilindro parabólico con la superficie concentradora dividida en placas para minimizar el uso de terreno, y al igual que el CCP, concentra la radiación solar en un tubo absorbedor. En cuanto al concentrador del disco parabólico tiene forma de paraboloide de revolución, en cuyo foco se sitúa el receptor puntual. Por último, las centrales de torre son una aproximación en tres dimensiones del receptor Fresnel, utilizan espejos denominados heliostatos que se distribuyen alrededor de la torre, en la cual se sitúa el foco receptor.



Ilustración 2. Tipos de concentradores solares: A-CCP, B-CLFR, C-CRS, D-DP (Mártil, 2016)

8.1 Canal cilindro parabólico

Esta tecnología es la más madura y extendida por el planeta actualmente, aproximadamente el 95% de la potencia instalada de generación termosolar en España es de este tipo (Garrido, 2013).

Los colectores cilindro parabólicos son denominados sistemas lineales ya que concentran la radiación solar en un tubo absorbedor colocado en el foco de la parábola. Mediante esta geometría se consigue la mayor concentración posible para un sistema lineal, dirigiendo al tubo absorbedor entorno a 100 veces la densidad de radiación que llegaría sin concentrador. Gracias a este nivel de concentración se podría operar con un fluido caloportador a temperaturas de entre 500 y 600°C, pero la temperatura más común de operación es de 400°C aproximadamente debido a que el HTF más utilizado es el aceite térmico, y a temperaturas mayores pueden surgir problemas de craqueo.



Ilustración 3. Colectores CCP (Acciona, 2009)

La superficie del concentrador está compuesta principalmente por una película reflectante, normalmente de plata, con capas de cobre y pintura protectora en la zona posterior y un vidrio protector en la zona superior, consiguiendo una alta reflectancia y durabilidad. El vidrio puede ser grueso (3-5mm), el cual se deformará de forma permanente con la geometría deseada, o delgado (0.8 – 1mm), que necesitará de un sustrato que mantenga su forma parabólica.

El tubo absorbedor está formado por una cubierta de vidrio lo más transparente posible, seguida de una capa de vacío para evitar las pérdidas por convección y finalmente del tubo absorbedor en sí, al cual se le aplica un tratamiento selectivo en la superficie que aumenta la absorptividad y reduce las pérdidas. Además, el absorbedor cuenta con unos “getters” que capturan el hidrógeno que se desprende de la superficie selectiva con el paso del tiempo, evitando así el efecto de tubo caliente.

Uno de los problemas de esta tecnología es el de las uniones de los absorbedores con las tuberías de transporte, ya que deben soportar las dilataciones del material y tienen que ser móviles, dado que el conjunto colector – receptor se mueve mediante un sistema de seguimiento. Este sistema puede ser Norte – Sur o Este – Oeste, permitiendo que los rayos solares incidan de forma perpendicular para dirigirlos correctamente al foco de la parábola. Con este seguimiento se consigue del conjunto colector – receptor se consigue que el factor coseno sea nulo.

En cuanto a la distribución del campo solar, normalmente se disponen los colectores alrededor del resto de sistemas de la planta (ciclo de potencia, sistema de almacenamiento, etc.), habitualmente siguiendo la forma mostrada en la Ilustración 4. Los colectores se dividen en filas llamadas lazos, normalmente de 48 elementos cada uno con una ganancia de 2°C por elemento.



Ilustración 4. Distribución típica de una central CCP (Cobra, 2011)

Tras pasar por el campo solar, el HTF caliente pasa al generador de vapor, donde se enfría y vuelve al circuito. También puede ir al sistema de almacenamiento si la planta cuenta con él. El vapor producido en el generador se usa en un ciclo de potencia de igual manera que en las centrales térmicas convencionales. Finalmente, las plantas de CCP suelen tener un rendimiento global del 12-14%.

8.2 Concentrador lineal Fresnel

Esta tecnología es la menos usada hoy día debido a su bajo rendimiento y a que el fluido que calienta alcanza menores temperaturas que en el resto de tecnologías, a pesar de disponer de un concentrador secundario y ser la opción que mejor aprovecha el terreno.

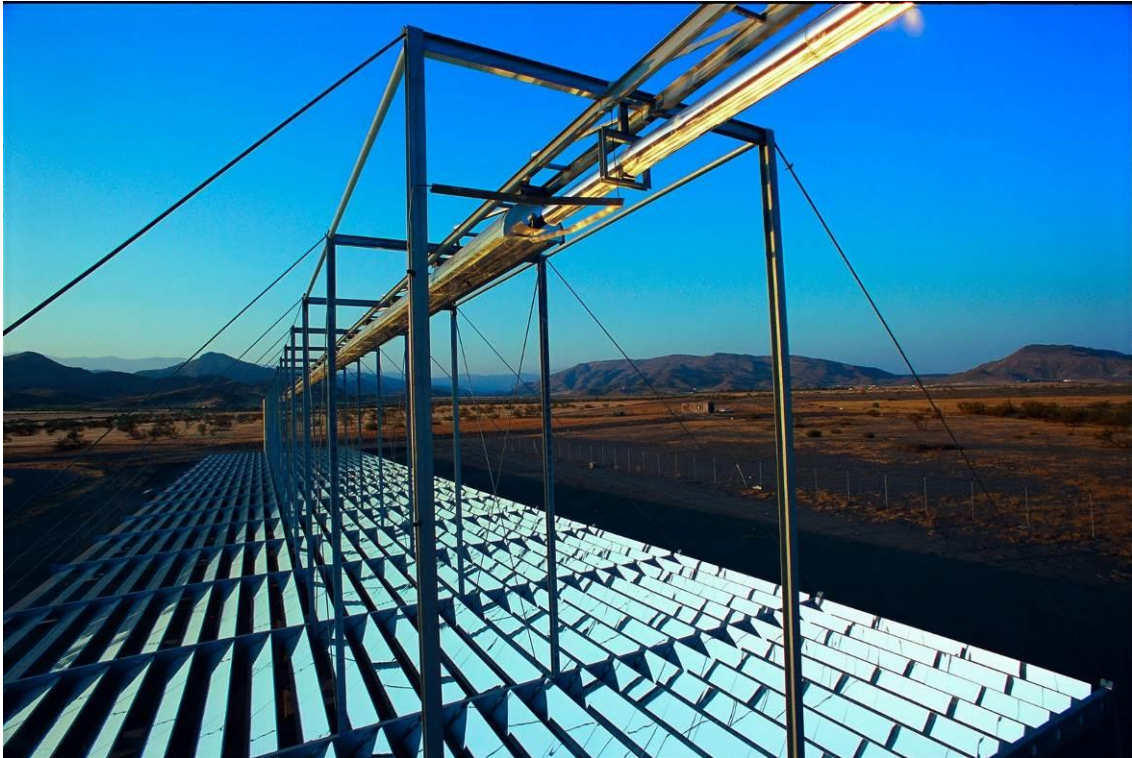


Ilustración 5. Colector lineal Fresnel. (Ferrostaal, 2010)

Al igual que los colectores cilindro parabólicos, los concentradores Fresnel también son sistemas lineales, ya que concentran la radiación solar en un tubo absorbedor. Sin embargo, este tubo se encuentra fijo en el foco de las parábolas ficticias de las que se obtienen los segmentos que formarán el conjunto de superficies reflectantes, como se muestra en la Ilustración 6, en la que se usan tres parábolas cofocales P_0 , P_1 y P_2 para formar la geometría deseada, con limitando la altura óptica H . Siguiendo este proceso, cuanto más alejados del receptor menor es la curvatura de los elementos.

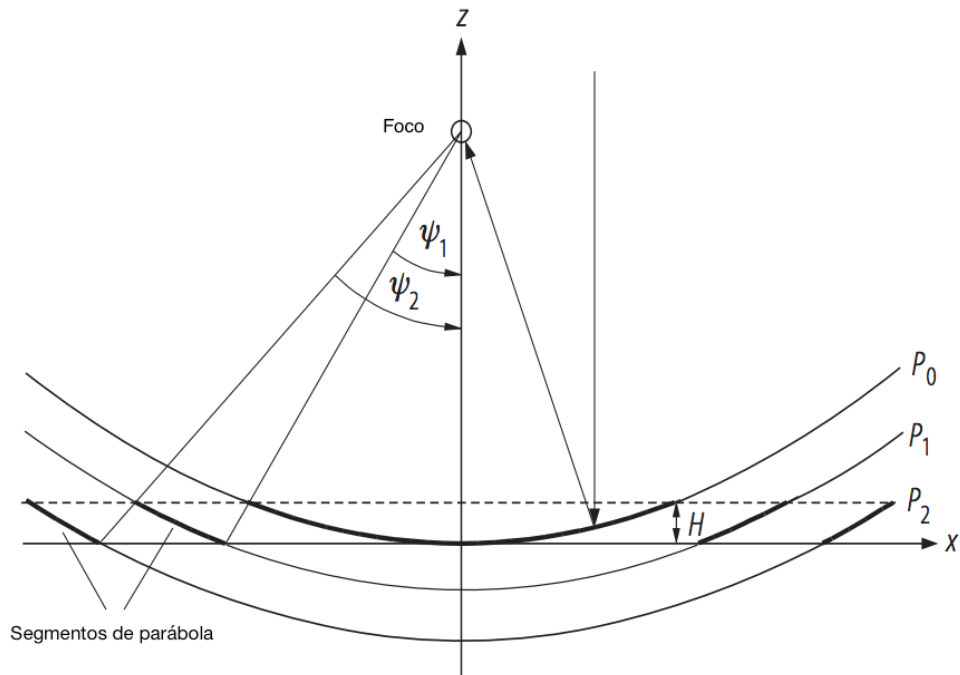


Ilustración 6. Geometría de un colector lineal Fresnel. (Neumann)

Mediante esta geometría se consigue aprovechar mejor el terreno disponible, aunque el grado de concentración es más reducido. Debido a esta baja concentración, la temperatura que alcanza el HTF es menor que la temperatura de operación de los CCP. Para aumentar la concentración que proporcionan las superficies reflectantes, se dispone de un concentrador secundario sobre el tubo absorbedor que redirige los rayos reflejados que se escapan del absorbedor, reduciendo de este modo el factor de desbordamiento. También se emplea un diseño compacto, en el que se disponen dos absorbedores cercanos en paralelo y las superficies reflectantes pueden enfocar a uno u otro dependiendo de la posición del Sol, con el objetivo de reducir el factor coseno. En la Ilustración 7 se muestran ambos casos.

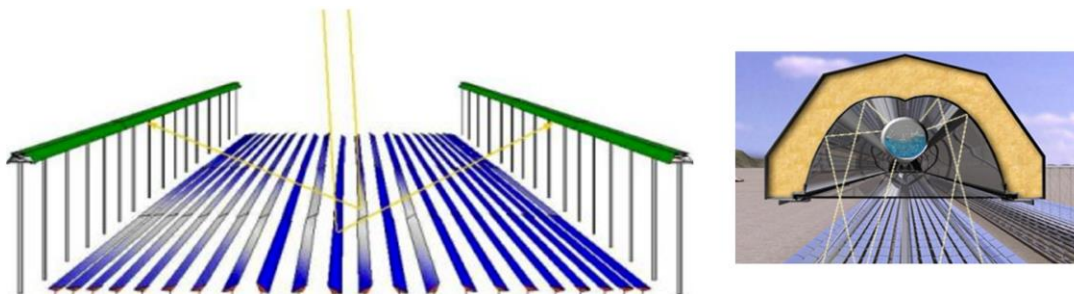


Ilustración 7. Concentrador lineal Fresnel compacto y concentrador secundario. (School of Physics University of Sydney, s.f.), (Energética Futura, 2010)

Puesto que son tecnologías muy similares, es interesante realizar una comparación entre esta tecnología y la CCP, respecto a la cuál presenta las siguientes ventajas:

- No existen uniones móviles en el circuito del HTF.
- Bajo coste de espejos y de las estructuras, mucho más sencillas.
- Mejor aprovechamiento del terreno.
- Distancias focales relativamente grandes, por lo que los espejos son casi planos, con una curvatura esférica de radio la distancia focal.
- Está compuesto por elementos más pequeños.
- Mayor resistencia al viento.

Por otro lado, son menos utilizados que los CCP por su bajo rendimiento debido a las siguientes desventajas:

- Baja concentración, que limita la temperatura máxima.
- Bajo rendimiento.
- Poco estandarizados.

8.3 Disco Stirling o disco parabólico

Los discos parabólicos combinan un motor Stirling, que permite la conversión de la energía térmica en energía eléctrica, con un concentrador en forma de paraboloide de revolución. Son sistemas de foco puntual, ya que concentran la radiación solar en un único punto, el foco de dicho paraboloide, en el que se encuentra el motor Stirling.



Ilustración 8. Discos Stirling. (Helioscsp, 2015)

Mediante esta geometría se consigue la mayor concentración posible, dirigiendo al foco hasta 1000 veces la densidad de radiación que llegaría sin concentrador. Gracias a este nivel de concentración se podría operar con temperaturas de hasta más de 1000°C, pero la temperatura más común de operación es de 500-700°C aproximadamente debido a la resistencia de los materiales a las altas temperaturas.

Los discos Stirling presentan varias características que los diferencian claramente del resto de tecnologías de concentración. En primer lugar, cada disco produce energía eléctrica directamente gracias al motor Stirling que se encuentra en la cavidad receptora. Esta cavidad se emplaza en el foco del paraboloide, y con su forma geométrica se consigue una distribución más homogénea de temperaturas en la superficie receptora del motor Stirling.

La capacidad de generar energía eléctrica de manera individual convierte a los discos parabólicos en dispositivos modulares que no necesitan de grandes llanuras para su instalación. Además, se pueden utilizar como método de generación distribuida.

Por último, otra importante diferencia es que esta tecnología no necesita consumir agua para funcionar, ya que cada motor Stirling se refrigera con un ventilador incorporado al mismo.

En cuanto al diseño y el modo de funcionamiento, los discos parabólicos cuentan necesariamente con un sistema de seguimiento en dos ejes ya que los rayos solares deben incidir totalmente perpendiculares al disco, lo cual es un problema ya que las estructuras suelen ser grandes y pesadas. Por el contrario, se eliminan las pérdidas por factor coseno. Pueden estar formados por una o por varias superficies reflectantes formadas por un espejo cubierto de vidrio, o por una o varias membranas reflectantes.

8.4 Sistemas de receptor central

La última de las grandes tecnologías a comentar es la de los sistemas de receptor central, o también llamado, de torre. Este es el tipo de sistema del cual se realizan el modelo económico y las comparaciones sobre el que se centra este trabajo de fin de grado.

Al igual que el DP, este es un sistema de foco puntual, en el que los rayos solares llegan a unos espejos denominados heliostatos que los reflejan hacia el receptor, situado en la parte superior de una torre alrededor de la cual se distribuyen dichos heliostatos. Mediante esta geometría se consigue una mayor concentración que en un sistema lineal, pero sin superar el rango de los DP, con un factor de concentración entorno a 600 – 1000.

Gracias a este alto nivel de concentración, en el receptor se pueden alcanzar temperaturas de 500 – 800°C, por lo que el fluido de trabajo ya no puede ser el aceite térmico, sino que se utilizan normalmente sales fundidas. También se suele utilizar vapor como HTF o incluso aire. El problema principal de las sales fundidas es su alto punto de solidificación, por lo que hay que mantenerlas siempre a temperaturas superiores a los 280°C. Esto se consigue con calentadores en los tanques de almacenamiento.



Ilustración 9. Central de receptor central. (Stillings, 2014)

Un sistema de receptor central tiene como componentes principales el campo de heliostatos, el conjunto torre y receptor, el fluido caloportador, el sistema de almacenamiento, el bloque de potencia, el sistema de control y el sistema auxiliar.

8.4.1 Heliostatos

Los heliostatos están formados básicamente por una superficie reflectante y una estructura de soporte que es orientada de tal forma que la radiación que incide en los heliostatos sea reflejada hacia el receptor. Para cumplir este propósito, cada heliostato cuenta con un mecanismo de seguimiento y un sistema de control. Al igual que pasaba con los DP, el heliostato puede estar formado por una o varias superficies y ser de meta cubierto de vidrio o estar formado por una membrana tensada. En cuanto a su tamaño, pueden variar entre una superficie de 1 m^2 hasta los 150 m^2 .

La distribución de los heliostatos (o layout) puede ser circular o Norte – Sur, dependiendo de la potencia instalada y de la zona en la que se encuentra el campo. A mayor potencia y mayor cercanía al ecuador, más circular será el campo. Esto se debe al movimiento del Sol, por ejemplo, en el hemisferio norte, las pérdidas debidas al factor coseno son mínimas en los heliostatos que se sitúan al Norte de la torre y máximas en los que se sitúan al Sur. En el hemisferio Sur pasa lo contrario. A mayor potencia instalada, este efecto se ve superado por el efecto de la atenuación atmosférica, por lo que se tiende a campos con geometría más cercana a la circular.

Al diseño del layout también influyen otros factores de pérdidas como el sombreado, el bloqueo y el desbordamiento.



Ilustración 10. Robot limpiando la superficie de un heliostato. (SENER, 2012)

8.4.2 Sistema receptor y HTF

Uno de los elementos más importantes y delicados del sistema es el receptor, el cual se encuentra situado en la cima de la torre. Habitualmente la altura óptima se encuentra entre los 170 – 200 metros, dependiendo de las dimensiones de la planta. Algunos factores de gran importancia en el receptor son sus dimensiones (altura, diámetro, volumen, etc.), el flujo máximo de HTF que lo puede atravesar y la temperatura máxima de funcionamiento. El receptor se puede clasificar según su geometría, según el fluido de trabajo que los atraviese y según el mecanismo de transferencia.

8.4.2.1 Clasificación geométrica

El receptor puede ser externo o de cavidad, siendo el externo el utilizado para altas potencias debido a que el de cavidad limita el ángulo en el que se pueden colocar los heliostatos ya que normalmente sólo tienen una cara abierta al campo de heliostatos, mientras que con el receptor externo se pueden colocar heliostatos alrededor de toda la torre.

Los receptores de cavidad tienen normalmente forma de paralelepípedo, con todas las caras excepto la abierta aisladas térmicamente del exterior, y cubiertas de material refractario en su interior. En la cavidad se sitúan los tubos con el fluido que se va a calentar. Si el fluido es agua, suelen tener varios pasos por la cavidad, transformándose en vapor cuando llega a la cavidad y produciendo vapor sobrecalentado en el siguiente paso.

Los receptores externos pueden ser cilíndricos, semicilíndricos o planos. A diferencia de los de cavidad, este tipo de receptor tiene los tubos repartidos por toda la superficie externa del receptor, por lo que las pérdidas con el ambiente son mucho mayores.

El receptor de cavidad cuenta con las siguientes ventajas respecto al externo:

- Menores pérdidas por radiación, debido a que los tubos que contienen el HTF se ven mucho más entre sí y menos al entorno.
- La convección es mucho menor, incluso dependiendo de la geometría de la cavidad, hay espacios en los que el aire está prácticamente quieto.

Por otro lado, presenta las siguientes desventajas:

- Mayor complejidad de diseño.
- Limita la zona del terreno en la que se pueden poner heliostatos.
- Aumenta el factor de desbordamiento.

8.4.2.2 Clasificación mediante el fluido de trabajo

La elección del fluido de trabajo depende determina la composición de gran parte de la planta, desde el receptor hasta el sistema de almacenamiento, de transporte y parte del bloque de potencia. Los más comunes son sales fundidas, agua/vapor y aire.

- I. Sales fundidas. Son una mezcla eutéctica de NaNO_3 y KNO_3 . Es de los fluidos que más utilizados junto con el agua y el vapor por ser estable a altas temperaturas, normalmente entre 220 – 560°C, y por ser relativamente fácil de almacenar en tanques.
Como inconvenientes tiene que es corrosivo y peligroso si hay fugas. Además, su alto punto de solidificación provoca que haya que tener calentadores en los tanques de almacenamiento y que todo el sistema se mantenga a una presión alta para evitar el cambio de fase. Esta presión se consigue inyectando nitrógeno (un gas inerte) en los tanques de almacenamiento y los tanques de expansión.
- II. Agua – vapor. Es el fluido más utilizado debido a que se puede operar entre 0 y hasta más de 500°C, es abundante y barato, tiene una viscosidad muy baja, no existe riesgo de explosión o incendio, no es tóxico, puede ceder una cantidad de calor por unidad de masa mayor que el resto de fluidos caloportadores a temperatura constante, y porque usándolo como fluido caloportador, se puede dirigir directamente desde el receptor hasta la turbina, evitando los intercambiadores intermedios que penalizan la eficiencia global de la planta. Como inconvenientes, tiene que es un fluido agresivo, muy oxidante y corrosivo, que aumenta de volumen al solidificarse y que la presión aumenta notablemente con la temperatura.
- III. Aire. Puesto que el aire tiene un calor específico muy bajo, la única forma de conseguir altas temperaturas es aumentando la superficie de transferencia en el receptor, por lo

que se utilizan receptores volumétricos. Las ventajas de este fluido son su abundancia y su bajo coste, y que puede llegar a temperaturas de operación mayores a los 1000°C. Por el contrario, necesita grandes superficies de intercambio, se dan procesos térmicos con gran diferencia de temperaturas, y tiene una baja densidad y bajo calor específico, obligando a que el caudal sea muy alto, lo que provoca un aumento del coste del bombeo y la red de transporte.

8.4.2.3 Clasificación por mecanismo de transferencia

Esta clasificación divide los receptores entre los de transferencia directa (la radiación incide en la misma superficie que cede el calor al fluido) y los de transferencia indirecta (la radiación incide en una superficie distinta a la que transmite el calor al HTF).

En los receptores de transferencia directa, la radiación incide sobre una matriz porosa en tres dimensiones con una gran superficie de transferencia, a través de la cual circula el fluido caloportador, que se calienta por convección con la superficie receptora, evitando así las pérdidas por conducción que se dan en los receptores indirectos. Este tipo de receptor puede trabajar con grandes flujos solares.

En los receptores de transferencia indirecta, la radiación incide normalmente sobre tubos o placas soladas a los tubos por los cuales circula el HTF. Por lo tanto, la radiación incide sobre la superficie externa de los tubos y el calor se transmite por la cara interna mediante convección, por lo que es inevitable que se produzca un proceso de conducción a través del material del tubo, proceso que normalmente limita el flujo solar máximo de trabajo.

8.4.3 Sistema de almacenamiento

El uso de un sistema de almacenamiento es cada vez más común en las plantas de torre, ya que se ha demostrado su gran utilidad para mejorar la gestionabilidad y aumentar la capacidad de suministro de energía eléctrica de este tipo de plantas.

Las principales ventajas del uso de almacenamiento son:

- Mayor adaptación de la producción a la demanda eléctrica de la red.
- Mejora la gestionabilidad de la planta.
- Maximización de beneficios.
- Reducción de transitorios y pequeñas paradas por escasez de radiación puntuales.
- Mejora la estabilidad del suministro a la red eléctrica.
- Funcionamiento de la turbina en condiciones durante más horas.

Existen varias formas principales de almacenar energía térmica: mediante el almacenamiento de calor sensible, de calor latente (asociado a cambio de fase), mediante el uso de sustancias químicas que puedan reaccionar de forma reversible que produzcan calor, mediante sistemas

mecánicos o mediante sistemas eléctrico – magnéticos. El método más utilizado es el almacenamiento de calor sensible.

El almacenamiento de calor sensible puede ser directo, en el que es el mismo fluido caloportador el que se almacena, o indirecto, en el que el HTF y el fluido del almacenamiento son diferentes.

8.4.4 Bloque de producción de potencia

En este bloque se pueden englobar desde el generador de vapor tras el sistema de almacenamiento, o desde la salida del receptor si el fluido es agua/vapor, hasta que la energía eléctrica sale de la planta.

Normalmente, en las plantas de este tipo se realiza un ciclo Rankine en el que se alimenta una turbina con vapor sobrecalentado con la posibilidad de realizar varias extracciones para recalentar el vapor que ya ha pasado por parte de la turbina, mejorando la eficiencia del ciclo. Con el par generado en la turbina se mueve un alternador que produce la energía eléctrica que se inyecta a la red. Una vez el vapor sale de la turbina, pasa al condensador, donde se devuelve a estado líquido mediante el uso de aire o agua de torre para su enfriamiento.

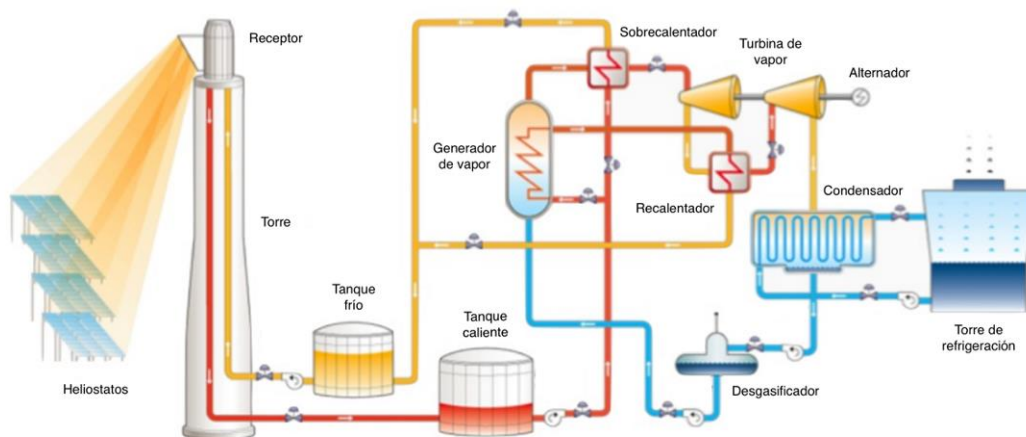


Ilustración 11. Esquema de una central de receptor central de sales fundidas. (Cañones, 2014)

Puesto que la turbina es un componente delicado y muy caro de las CETS, el hecho de que exista almacenamiento es una gran ventaja a la hora de mantenerla en buen estado, ya que la turbina sufre un gran desgaste si opera en condiciones transitorias, y el almacenamiento puede amortiguar dichos transitorios. Por otro lado, para aumentar la producción de energía se permite que durante varias horas al día la turbina trabaje al 120% de su potencia nominal de diseño.

8.4.5 *Sistemas auxiliares*

Estos sistemas no conforman grandes bloques de operación de diseño como los sistemas descritos anteriormente, pero son necesarios para un correcto funcionamiento de la planta. Los principales son las calderas auxiliares, la planta de tratamiento de agua y los sistemas de refrigeración. También existen sistemas de aire comprimido, sistemas contraincendios y sistema de recogida y control de vertidos líquidos.

- Calderas auxiliares. Se utilizan para favorecer los arranques de la central y para mantener la temperatura de las sales por encima de la mínima establecida.
- Planta de tratamiento de agua. El vapor a emplear en la turbina debe tener unas condiciones determinadas de calidad y pureza. Los procesos a realizar son: sedimentación, filtrado, ablandamiento / desalación, eliminación de gases disueltos y eliminación de otros contaminantes.
- Sistemas de refrigeración. Los sistemas de refrigeración se utilizan para devolver el vapor que sale de la turbina a estado líquido, y pueden ser por aire mediante ventiladores o con refrigeración líquida utilizando agua de torre.

9 Metodología

El primer objetivo de este trabajo es la implementación de un modelo económico para el software de diseño de centrales termosolares de torre de CENER. Una vez implementado dicho modelo, se pretende igualmente comparar los resultados del proceso de optimización obtenido mediante la herramienta SAM y el software de CENER.

El segundo objetivo que se plantea en este proyecto es la comparación entre los resultados de optimización del software de CENER, incluido el modelo económico, con los obtenidos a través de la herramienta SAM.

La planta a optimizar será una planta de tecnología Torre, situada en la localidad de Sevilla de 100 MW de potencia eléctrica neta instalada y equipada con un sistema de almacenamiento de 4 horas equivalentes.

Para realizar dicha comparación, en primer lugar, se define la planta base, seguidamente se muestra el procedimiento seguido para el diseño del módulo económico para terminar finalmente con el estudio del proceso de optimización de cada programa.

9.1 Descripción de la planta

En este proyecto se toma una planta base para la realización de las optimizaciones mencionadas anteriormente con el fin de ver reflejadas las similitudes y diferencias entre ambos medios de optimización.

Se ha elegido una planta de dimensiones habituales en los diseños que se están llevando a cabo actualmente. Los datos básicos de diseño fijados para ambos programas de diseño se muestran en la Tabla 1.

Campo solar	
Reflectividad (%)	90
Anchura del heliostato (m)	10,415
Altura del heliostato (m)	11,420
Área efectiva (%)	97,29
Sistema receptor	
Altura del receptor (m)	25
Diámetro del receptor (m)	16
Altura óptica de la torre (m)	170

Temperatura de entrada/salida del HTF °C	290/565
Absortividad (%)	93
Almacenamiento y ciclo de potencia	
Horas de almacenamiento (h)	4
Potencia neta eléctrica nominal (MW)	100

Tabla 1. Datos de la planta base

9.2 Modelo económico

Uno de los objetivos principales de este trabajo es el desarrollo de un modelo económico que forme parte del software de CENER, para complementar las capacidades actuales. En este módulo económico se abordan el tema de costes de inversión inicial, costes de operación y mantenimiento, y el coste nivelizado de la energía.

9.2.1 CAPEX

A continuación, se describen las ecuaciones con las que se construye el modelo económico. Estas se basan en las que utiliza DELSOL para calcular los costes de una planta, al igual que las ecuaciones de cálculo que utiliza SAM.

Todos los costes individuales deben incluir los materiales, la fabricación y la instalación, además de las cuotas de las subcontrataciones y las posibles contingencias.

La mayoría de las ecuaciones están expresadas tal cual se encuentran en el manual DELSOL3, (Kistler & Sandia, 1986). Las que se hayan visto modificadas tendrán una nota aclaratoria al pie de la página.

9.2.1.1 Coste capital total

$$CC_t = (CC_{HEL} + CC_{LAND} + CC_{WIRE} + CC_{TOWER} + CC_{REC} + CC_{PUMP} + CC_{PIPE} + CC_{STORAGE} + CC_{HTXCHG} + CC_{PB}) * (1 + DI + CONT + SPTS + TAX)$$

Ecuación 1¹. Coste capital total

Dónde:

CC_{HEL} Coste de los heliostatos (\$).

¹ Se ha eliminado el coste del intercambiador de fluido receptor con el del almacenamiento porque son el mismo fluido. También se han eliminado los costes fijos que añade DELSOL, ya que son los costes de los BOP, que se contabilizarán en el coste del bloque de potencia, de la misma forma que lo hace SAM. Se han añadido los impuestos, puesto que son un porcentaje más que se añade a la inversión.

CC_{LAND} Coste del terreno sin preparar (\$).

CC_{WIRE} Coste del cableado de alimentación de los heliostatos (\$).

CC_{TOWER} Coste de la torre (\$).

CC_{REC} Coste del receptor (\$).

CC_{PUMP} Coste de las bombas (\$).

CC_{PIPE} Coste de las tuberías (\$).

$CC_{STORAGE}$ Coste del almacenamiento (\$).

CC_{HTXCHG} Coste de los intercambiadores necesarios para producir el vapor del ciclo de potencia (\$).

CC_{PB} Coste del bloque de potencia o power block (PB). Contiene todos los costes a partir de los intercambiadores que producen el vapor, es decir, la turbina, el generador, condensador, los costes de BOP, etc. Nombrados con más detalle en su correspondiente apartado (\$).

Los siguientes costes son porcentajes que se añaden al CAPEX:

DI Costes indirectos distribuidos. Cubren los costes de arquitectura, permisos, ingeniería, constructora e infraestructuras temporales.

$CONT$ Contingencias.

$SPTS$ Piezas de repuesto.

TAX Impuestos sobre los materiales empleados en la construcción de la planta, es decir, sobre el coste de inversión menos la mano de obra.

9.2.1.2 Costes de los heliostatos

$$CC_{HEL} = C_H * A_{total,hel}$$

Ecuación 2². Coste de los heliostatos

² DELSOL incluye en esta ecuación el coste del equipamiento meteorológico y el del sistema de caracterización de haces, en nuestro caso se contabilizarán como BOP en CC_{PB} .

DELSOL supone que el coste del cableado estará incluido en el coste unitario de los heliostatos (C_H), así que lo resta en ambas ecuaciones para calcularlo posteriormente con más detalle. En este modelo económico se dará la opción de calcularlo de ambas maneras, tanto mediante el método de DELSOL como mediante el de SAM.

$$CC_{HEL} = C_H * \left(\sum_{i=1}^n A_{hel,zona\ i} \right)$$

Ecuación 3. Coste de los heliostatos por zonas

Dónde:

C_H Coste unitario por metro cuadrado de espejo (\$/m²).

$A_{total,hel}$ Suma de las áreas de cada heliostato (m²).

$A_{hel,zona\ i}$ Suma de las áreas de cada heliostato de la zona i (m²).

9.2.1.3 Coste del terreno preparado

$$CC_{LAND} = C_L * \left[\left(\sum_{i=1}^n A_{terreno,zona\ i} \right) * 1.3 + 0.18e6m^2 \right]$$

Ecuación 4. Coste del terreno

Dónde:

C_L Coste unitario del terreno sin preparar por metro cuadrado (\$/m²).

$A_{terreno,zona\ i}$ Área de la zona i. Como en nuestro caso, el terreno no se divide en zonas, se puede sustituir el sumatorio de las áreas por el área total que ocupa la planta menos el área central sin heliostatos. Multiplicado por 1.3 para sumar el 30% como coste de preparación del terreno (m²).

$0.18e6m^2$ Área central (cercana a la torre) sin heliostatos. DELSOL la toma fija, pero dependerá de la geometría de la torre, el algoritmo de distribución, etc.

9.2.1.4 Coste del cableado

Para el cálculo del coste del cableado se puede elegir entre dos métodos. En el programa codificado de cálculo de costes se incluyen ambos, para que el usuario pueda elegir si usar el más complejo y detallado (a priori más real), de DELSOL, o el más simplificado, de SAM.

Método 1, SAM:

Este es el procedimiento que sigue SAM, más simple que el método 2. Calcula el cableado dando un precio por metro cuadrado de área de heliostato, por lo que el coste final sólo dependerá del área total de heliostatos.

$$CC_{WIRE} = C_{WIRE} * A_{total,hel}$$

Ecuación 5³. Coste del cableado según SAM

Dónde:

C_{WIRE} Coste específico del cableado por superficie de heliostatos (\$/m²).

$A_{total,hel}$ Superficie total de heliostatos (m²).

Método 2, DELSOL:

En este procedimiento se separa el coste del cableado en 3 componentes que se sumarán para dar el coste total. En primer lugar, DELSOL divide el campo de heliostatos en zonas, y lo hace dividiendo en primer lugar de forma acimutal y en segundo lugar de forma radial, quedando secciones con formas de anillos divididos por radios.

$$CC_{WIRE} = \left(\sum_{i=1}^{Zonas} C_{WR} * R_i + C_{W\Delta R} * \Delta R_i + C_{W\Delta AZ} * \Delta AZ_i \right) * N_{HELzonai}$$

Ecuación 6⁴. Coste del cableado según DELSOL

Dónde:

C_{WR} Coste por metro del cableado desde la torre hasta la zona i (\$/m).

$C_{W\Delta R}$ Coste por metro del cableado hasta cada línea (\$/m).

$C_{W\Delta AZ}$ Coste por metro del cableado hasta cada heliostato (\$/m).

R_i Distancia radial desde la torre hasta la zona i (m).

ΔR_i Distancia media entre las filas de la zona i (en dirección radial) (m).

ΔAZ_i Distancia media entre los heliostatos de una misma fila de la zona i (en dirección acimutal) (m).

$N_{HELzonai}$ Número de heliostatos en la zona i.

³ Esta ecuación proviene del cálculo de costes del programa SAM, (NREL, 2012). Permite un cálculo del coste del cableado más simple que DELSOL, pero menos detallado.

⁴ Esta ecuación es una modificación de la que dan DELSOL y SAM.

9.2.1.5 Coste de la torre

$$CC_{TOWER} = C_{TOW1} * e^{C_{TOW2} * THT_B} \quad \text{Para } THT_B \leq 120m$$

Ecuación 7. Coste de la torre menor de 120m

$$CC_{TOWER} = C_{TOW3} * e^{X_{TOW} * THT_B} \quad \text{Para } THT_B \geq 120m$$

Ecuación 8⁵. Coste de la torre mayor de 120m

$$THT_B = THT + \frac{HM}{2} - \frac{H}{2}$$

Ecuación 9⁶. Altura de la torre

Dónde:

THT_B Altura física de la torre, desde el suelo hasta la base del receptor (m).

THT Altura óptica de la torre. Distancia media entre el centro del receptor y el plano que contiene el centro de los heliostatos (m).

HM y H Altura de un heliostato y altura del receptor respectivamente (m).

C_{TOW1}, C_{TOW3} Coste fijo de la torre (\$).

C_{TOW2} y X_{TOW} Factores de escala que provienen del documento (De Laquil, 1980).

9.2.1.6 Coste del receptor

$$CC_{REC} = C_{REC,REF} * \left(\frac{A_{REC}}{A_{REC,REF}} \right)^{X_{REC}}$$

Ecuación 10. Coste del receptor

⁵ SAM utiliza una ecuación prácticamente igual a la de DELSOL, las únicas diferencias es que SAM no distingue entre una torre mayor o menor de 120m. En el módulo en desarrollo tampoco se hará esta distinción.

⁶ La ecuación original de DELSOL tiene en cuenta de forma explícita la altura de transición entre la torre y el receptor, mientras que SAM lo hace de manera implícita en la altura del receptor. Como los datos de la torre de referencia provienen de SAM, en las ecuaciones que se usarán para el modelo económico se hará de la misma forma, por lo que se ha suprimido el parámetro "W" que definía la zona de transición entre la torre y el receptor que incluía DELSOL en esta ecuación.

Dónde:

$C_{REC,REF}$ Coste del receptor de referencia (\$).

A_{REC} Área del receptor (m²).

$A_{REC,REF}$ Área del receptor de referencia (m²).

X_{REC} Factor de escala.

Los factores de escala se utilizan muy a menudo tanto en SAM como en DELSOL para obtener un coste a partir de uno de referencia conocido, en este caso el del receptor. Es habitual que afecte a la relación entre un parámetro significativo de referencia con el mismo parámetro de la planta en proceso de diseño, ambos conocidos, en este caso las áreas. El factor de escala es el exponente de dicha relación. Habitualmente varía entre 0.7 y 0.9, dependiendo de los factores que se comparen será más aconsejable utilizar un valor más próximo a 0.9 o más cercano a 0.7. En el caso particular del receptor, X_{REC} toma los valores de 0.8 y 0.7 para DELSOL y SAM respectivamente.

El cálculo del área del receptor dependerá de su geometría.

9.2.1.7 Coste de las bombas

$$CC_{PUMP} = C_{RP} + C_{SP}$$

Ecuación 11. Coste de las bombas

$$C_{RP} = C_{RP,REF} * \left(\frac{THT * SM * P_{TH}}{THT_{RP,REF} * SM_{RP,REF} * P_{TH,RP,REF}} \right)^{X_{RP}}$$

Ecuación 12. Coste de las bombas al receptor

$$C_{SP} = C_{SP,REF} * \left(\frac{P_{TH}}{P_{TH,SP,REF}} \right)^{X_{SP}}$$

Ecuación 13. Coste de las bombas al almacenamiento

Dónde:

C_{RP} Coste del bombeo al receptor (\$).

C_{SP} Coste del bombeo del almacenamiento (\$).

$C_{RP,REF}$ Coste de referencia del bombeo al receptor (\$).

THT Altura óptica de la torre. Distancia media entre el centro del receptor y el plano que contiene el centro de los heliostatos (m).

SM Múltiplo solar.

P_{TH} Potencia térmica que llega al bloque de potencia (W).

$THT_{RP,REF}$ Altura óptica de la torre de referencia (m).

$SM_{RP,REF}$ Múltiplo solar de referencia.

$P_{TH,RP,REF}$ Potencia térmica de referencia que llega al bloque de potencia (W).

X_{RP} Factor de escala.

CSP_{REF} Coste del bombeo de almacenamiento de referencia (\$).

$P_{TH,SP,REF} = P_{TH,RP,REF} \cdot$

X_{SP} Factor de escala.

9.2.1.8 Coste de las tuberías

$$CC_{PIPE} = THT * (l_{PH} * C_{HOT,REF} + l_{PC} * C_{COL,DREF}) * \left(\frac{D}{D_{REF}}\right)^{X_{PIPE}}$$

Ecuación 14 Coste de las tuberías

Dónde:

l_{PH} Constante que, multiplicada por la altura de la torre, da la longitud de la tubería del fluido caliente.

$C_{HOT,REF}$ Coste de referencia de la tubería caliente por metro, incluyendo aislamiento, accesorios, agarraderas, apoyos e instalación (\$).

Se pueden utilizar el mismo tipo de tuberías para el fluido caliente y para el frío y sustituir $l_{PC} = l_{PH}$ y $C_{COL,DREF} = C_{HOT,REF}$.

D Diámetro de la tubería (m).

D_{REF} Diámetro de la tubería de referencia (m).

X_{PIPE} Factor de escala.

Se asume que el diámetro de la tubería aumenta proporcionalmente a la raíz del caudal, que a su vez es proporcional a $SM * P_{th}$.

$$\left(\frac{D}{D_{REF}}\right) = \left(\frac{SM * P_{TH}}{SM_{PIPE,REF} * P_{TH,PIPE,REF}}\right)^{0.5}$$

Ecuación 15. Relación entre el diámetro real y el de referencia

Todos los parámetros de la Ecuación 15 están definidos anteriormente. El sufijo “PIPE” sólo indica que están en el cálculo del coste de las tuberías.

9.2.1.9 Coste del almacenamiento

$$C_{STORAGE} = N_{STOR} * (C_{TK,REF} * \left(1 + \frac{N_{EMPTY}}{N_{STOR}}\right) * \left(\frac{V'_{TK}}{V_{TK,REF}}\right)^{X_{ST}} + C_{MED,REF} * \frac{V'_{TK}}{V_{TK,REF}})$$

Ecuación 16⁷. Coste del sistema de almacenamiento

Dónde:

N_{STOR} Número de parejas de tanques HOT/COLD.

$C_{TK,REF}$ Coste medio del tanque de referencia, incluyendo la pareja HOT/COLD, aislamiento, válvulas, etc. (\$).

N_{EMPTY} Número de tanques que normalmente estarán vacíos. Para apoyo, mantenimiento, etc.

V'_{TK} Volumen del tanque (m³).

$V_{TK,REF}$ Volumen del tanque de referencia (m³).

X_{ST} Factor de escala.

$C_{MED,REF}$ Coste medio almacenamiento de referencia (Coste de las sales) (\$).

Hay un límite de tamaño a partir del cual se añade otro tanque en lugar de seguir aumentando el volumen.

⁷ Normalmente se considera que no hay tanques vacíos en la planta, por lo que N_{EMPTY} se podría omitir de la ecuación.

$$N_{STOR} = \frac{V_{STOR}}{V_{TK,MAX}}$$

Ecuación 17. Número de parejas de tanques de almacenamiento

Dónde:

V_{STOR} Volumen de almacenamiento requerido (m³).

$V_{TK,MAX}$ Volumen máximo de un tanque (m³).

Hasta ahora no se ha puesto más de una pareja de tanques en las plantas “normales”, por lo que N_{STORE} se puede establecer como 1.

El volumen almacenado está directamente relacionado con la energía almacenada.

$$V_{STOR} = V_{TK,REF} * \left(\frac{E_{STOR}}{E_{STOR,REF}} \right)$$

Ecuación 18. Volumen de almacenamiento requerido

$$V'_{TK} = \frac{V_{STOR}}{N_{STORE}}$$

Ecuación 19. Volumen almacenado

Dónde:

E_{STOR} Energía almacenada (Wh).

$E_{STOR,REF}$ Energía almacenada de referencia (Wh).

9.2.1.10 Coste de los intercambiadores

En este apartado se define la ecuación para calcular el coste de los intercambiadores relacionados con la generación de electricidad, es decir, el precalentador, evaporador, sobrecalentador y recalentador.

DELSOL permite calcular este coste como si se tratase de un solo intercambiador, o teniendo en cuenta los distintos intercambiadores y calculando en base a su área. A continuación, se expresa el primer método.

$$CC_{HTXCHG} = C_{HE,REF} * \left(\frac{P_{TH}}{P_{TH,HE,REF}} \right)^{X_{HE,P}}$$

Ecuación 20. Coste de los intercambiadores

Dónde:

$C_{HE,REF}$ Coste del subsistema de intercambiadores de referencia (\$).

P_{TH} Potencia térmica que llega a los intercambiadores (W).

$P_{TH,HE,REF}$ Potencia térmica que llega a los intercambiadores de referencia (W).

$X_{HE,P}$ Factor de escala.

9.2.1.11 Costes del bloque de potencia

En este coste se tienen en cuenta dos grupos de equipos:

- Los componentes del ciclo de generación de potencia: turbina, condensador, bomba, sistema de purga, etc. No incluye el generador de vapor, contabilizado anteriormente.
- El resto de equipos necesarios para un funcionamiento correcto y seguro del bloque de potencia, estos equipos conforman el BOP: protección contra incendios, transformador de vertido de energía a la red, planta de tratamiento de agua, sistemas de distribución de potencia, caldera de apoyo, instrumentos y sistema de control, etc.

$$CC_{PB} = CC_{PB,REF} * \left(\frac{\eta_{TE,REF} * P_{TH}}{P_{PB,REF,GROSS}} \right)^{X_{PB}}$$

Ecuación 21. Coste del bloque de potencia

$$CC_{PB} = CC_{PB,REF} * \left(\frac{P_{TH}}{P_{TH,HE,REF}} \right)^{X_{PB}}$$

Ecuación 22. Coste del bloque de potencia

Dónde:

$CC_{PB,REF}$ Coste del PB de referencia (\$).

$\eta_{TE,REF}$ Rendimiento de la conversión de potencia térmica a eléctrica. DELSOL lo supone constante para cualquier potencia, aunque puede ser modificado por el usuario. Por este

motivo se incluye la Ecuación 21. En nuestro caso, se usará la Ecuación 22 ya que se necesitan menos datos de la planta y es equivalente a la Ecuación 21.

P_{TH} Potencia térmica que llega al PB (W).

$P_{PB,REF,GROSS}$ Potencia eléctrica bruta producida por el bloque de potencia de referencia (W).

X_{PB} Factor de escala.

9.2.1.12 Costes indirectos distribuidos, contingencias y piezas de repuesto:

Los costes indirectos distribuidos cubren los costes de arquitectura, ingeniería, constructora e infraestructuras temporales. En SAM se suponen como un 11% añadido a la inversión. Por defecto, en DELSOL toman valores de 0.16, 0.12 y 0.01 respectivamente.

Las contingencias se añaden a la inversión como coeficiente de seguridad por problemas imprevistos que surjan en la planta. En SAM es un porcentaje del 7%.

Las piezas de repuesto en DELSOL se añaden como un porcentaje, mientras que en SAM se contabilizan en los costes de operación y mantenimiento.

9.2.2 O&M

En este apartado se estudian los costes de operación y mantenimiento, en los que intervienen los costes de personal (salarios), los contratos de servicios, el consumo de materias primas y las labores de mantenimiento. Los costes de personal y los contratos de servicios serán fijos, mientras que los costes de materias primas serán variables, y los de mantenimiento y miscelánea se tomarán un 50% fijos y el otro 50% como variables ya que dentro de estos costes se engloban algunos que dependen del tamaño de la planta, como los costes derivados del mantenimiento del bloque de potencia, del receptor, etc. También incluyen una parte de costes fijos como edificios, sistemas eléctricos, refrigeración auxiliar, etc.

Las ecuaciones con las que se calculan los costes de operación y mantenimiento de la planta se han obtenido del documento de la referencia (NREL, Turchi & Garvin, 2013).

Se calcularán el coste fijo por capacidad (\$/kW-año) y el Coste Variable por Generación (\$/MWh).

$$\text{Coste Fijo por Capacidad} = \frac{(C_{PERSONAL} + C_{CONTR,SERV} + C_{MANT,MISC} * 0,5)}{P_{EPGS,REF,GROSS}} * 1000$$

Ecuación 23. Coste fijo por capacidad

$$\text{Coste Variable por Generación} = \frac{(C_{CONS} + C_{MANT,MISC} * 0,5)}{E_{GEN,NET,ANUAL}} * 1000$$

Ecuación 24. Coste variable por generación

Dónde:

$C_{PERSONAL}$ Salarios del personal administrativo, técnicos, ingenieros, supervisores, etc. Se calcula sumando los salarios del personal necesario para la planta, separados por el tipo de labor que realiza cada uno. El nuevo valor para la planta de estudio se calcula sumando los salarios individuales escalados mediante la Ecuación 25 (\$).

$C_{CONTR,SERV}$ Costes de los servicios tales como la limpieza de los espejos, el tratamiento de agua, etc. Se calcula sumando los costes individuales de los contratos escalados según la Ecuación 25 (\$).

$C_{MANT,MISC}$ Se toman como un porcentaje establecido del coste de los equipos principales de la planta, tales como el receptor, el terreno, el bloque de potencia, etc. Calculado escalando dicho porcentaje según la Ecuación 25 (\$).

C_{CONS} En una instalación de este tipo se puede consumir agua, gas natural y energía eléctrica. El coste final de la planta de estudio se halla sumando el coste de cada consumo escalado mediante la Ecuación 25. Para actualizar estos costes a cualquier planta, conociendo los datos de dicha planta como su tamaño, potencia bruta eléctrica, etc. se establece la siguiente ecuación, que calcula dicho coste comparando la planta estudiada con la de referencia mediante un factor de escala (\$).

$$\text{Coste de referencia} * \frac{\text{Tamaño de la planta diseñada}}{\text{Tamaño de la planta de referencia}} \text{Factor de escala}$$

Ecuación 25. Ecuación básica de escalado de variables

9.2.3 LCOE

El LCOE (Levelized Cost Of Energy o coste actualizado promedio de la energía), nos da una idea del precio que tendrá la energía producida por la planta, permitiendo comparar con otras plantas en diseño o ya existentes. Hay muchas ecuaciones que definen el LCOE, cada una de ellas más detallada, más real o menos, pero el ajuste exhaustivo a la realidad no es el objetivo de este proyecto, sino el de poder comparar distintas plantas para saber cuál es la más rentable. En este caso se ha utilizado una ecuación de la referencia (International Energy & Nuclear Energy, 2015).

$$LCOE = P_{MWh} = \frac{\sum (Capital_t + O\&M_t) * (1 + r)^{-t}}{\sum MWh * (1 + r)^{-t}}$$

Ecuación 26⁸. LCOE

Dónde:

P_{MWh} Remuneración al proveedor por la electricidad, constante en el período de vida (W).

MWh Cantidad anual de electricidad producida en megavatios, se asume constante (MWh).

$(1 + r)^{-t}$ Tasa de descuento para el año t.

$Capital_t$ Inversión en el año t (normalmente inversión inicial) (\$).

$O\&M_t$ Coste de operación y mantenimiento en el año t (\$).

9.3 Programación del modelo económico

La programación del módulo económico se ha realizado tanto en lenguaje C++ para su posterior incorporación al software de CENER, como en formato Excel con el fin de poder realizar determinados cálculos de forma más rápida.

9.3.1 Entorno

El entorno de programación que se ha utilizado para codificar este módulo económico es el Entorno de Desarrollo DEV – C++, que es un Entorno Integrado de Desarrollo para programar en el lenguaje C/C++.

Este compilador incluye todas las funciones y operaciones necesarias para modificar o crear un programa. Cuenta con un editor, un enlazador y un compilador, permitiendo la ejecución del programa de forma controlada y depurada.

⁸ En esta ecuación se han eliminado los costes del fuel y del carbón por no haber consumo de ninguno de ellos en la planta que se ha elegido para la elaboración de este proyecto. También se ha suprimido el coste de desmantelamiento y gestión de residuos por ser poco importante frente a la inversión inicial y el coste de O&M.

9.3.2 Estructura

Para la codificación del programa económico se ha seguido un sistema de programación en funciones, las cuales son llamadas por la función principal.

En las funciones se calculan los costes de cada equipo y sistema de forma independiente, definiendo en cada una de ellas los costes de referencia de los equipos que calcula, así como las ecuaciones necesarias para hallar el coste final.

Por otro lado, en la función principal se recopilan los cálculos generados por las funciones y se llevan a cabo las operaciones necesarias para dar lugar a los costes finales de inversión inicial, operación y mantenimiento, y al coste levelizado de la energía.

9.3.3 Integración

La integración del módulo económico programado en el lenguaje C++ en el software de CENER corre por parte de la empresa, ya que el programa contiene los algoritmos de optimización y demás códigos que son totalmente confidenciales.

9.4 Procesos de optimización

En este apartado se analizarán el método de optimización que usa CENER y el que usa SAM, con el fin de realizar una comparación entre ambos softwares de diseño. Seguidamente se pasará a analizar las desigualdades más concretas parándose en las opciones de diseño que ofrece SAM, y que pudieran ser implementadas en el software de CENER.

9.4.1 Proceso de optimización de SAM

El System Advisor Model es un software ampliamente conocido por su gran utilidad y por estar desarrollado por National Renewable Energy Laboratory (NREL) en colaboración con Sandía National Laboratories. Este programa permite diseñar tanto CETS como centrales fotovoltaicas, instalaciones de baja temperatura, instalaciones eólicas, etc.

A continuación, se analiza el proceso de optimización con el que trabaja SAM. Cabe destacar que SAM ofrece al usuario dos métodos de optimización, uno en el que sólo optimiza la distribución de heliostatos en el terreno (layout) manteniendo el resto de parámetros fijos, y otro en el que se calculan conjuntamente, mediante un proceso iterativo, la altura de la torre, el layout y el número de heliostatos, y las dimensiones del receptor. A este último método se le denomina optimización de la geometría del campo solar.

Aparte de estos dos métodos de optimización, SAM permite hacer un análisis paramétrico mediante el cual se comprueba como variarían los parámetros seleccionados al cambiar el valor de otros parámetros de diseño. Hay que añadir que este análisis no repite el proceso de optimización seleccionado anteriormente, por lo tanto, no dará los mismos resultados que si se varían esos parámetros en su etapa de diseño correspondiente y luego se optimiza la planta teniendo en cuenta estas variaciones (dará unos resultados menos reales y fiables). Este análisis se puede realizar, por ejemplo, para buscar los valores óptimos o cercanos a este de forma más rápida que optimizando para cada valor que se quiera probar, y llevar a cabo el proceso de optimización sólo con los valores que se encuentren más interesantes.

9.4.1.1 Optimización de la geometría del campo solar

Mediante el algoritmo BOBYQA (Bound Optimization By Quadratic Approximation) se optimizan las dimensiones de la planta variando distintos parámetros de diseño y caracterizando un layout para cada iteración con los resultados obtenidos. Mediante este proceso se busca un coste mínimo de la energía teniendo un flujo máximo en el receptor con las mínimas restricciones de potencia generada.

El proceso busca el óptimo de la altura de la torre, del número de heliostatos y de la altura y las proporciones del receptor (altura y diámetro). El algoritmo de optimización deja como constantes el resto de parámetros, y utiliza principalmente el múltiplo solar y el valor estimado de las pérdidas en las tuberías y en el receptor. Por lo tanto, los parámetros que se quedan como variables a optimizar son la altura del receptor, el diámetro del receptor (calculado como una función de la su altura) y la altura de la torre.

En primer lugar, se calcula una potencia incidente con un múltiplo solar dado, y se estiman las pérdidas en el receptor y las tuberías, obteniéndose finalmente con la Ecuación 27 la potencia térmica de diseño de salida del receptor.

$$\dot{q}_{des} = \rho * \dot{q}_{inc} - \dot{q}''_{hl} * A_{rec} - \dot{q}_{pipe}$$

Ecuación 27. Potencia térmica de diseño de salida del receptor

Dónde:

\dot{q}_{des} Potencia térmica de diseño de salida del receptor.

ρ Absortancia de la superficie del receptor.

\dot{q}_{inc} Potencia térmica incidente en el receptor.

\dot{q}''_{hl} Pérdidas estimadas del receptor (kW/m²).

A_{rec} Área del receptor.

\dot{q}_{pipe} Pérdidas totales en las tuberías.

El algoritmo de optimización usa los siguientes valores introducidos por el usuario sin cambiarlos: en cuanto al campo de heliostatos se refiere, dimensiones de los heliostatos, área efectiva de los heliostatos, reflectividad y ensuciamiento, máxima y mínima distancia hasta la torre y error de imagen. En relación al diseño del receptor, se mantienen la absorptividad de la superficie, el flujo máximo que puede pasar por él, las pérdidas de calor estimadas y la resolución del mapa de flujo. Respecto al ciclo de potencia se mantienen la potencia nominal y la eficiencia de conversión del ciclo.

SAM advierte que, al utilizar un algoritmo no lineal, libre de derivadas, la veracidad del óptimo conseguido dependerá de los parámetros iniciales a partir de los cuales comienza al proceso de optimización (altura de la torre, número de heliostatos y altura y diámetro del receptor), pudiendo caer en óptimos parciales si los datos de partida no son cercanos al óptimo. Los resultados se mejorarán reduciendo el paso de simulación y disminuyendo la tolerancia de convergencia. También se recomienda dar valores aleatorios a los parámetros iniciales para buscar otros puntos de convergencia que puedan resultar mejores y evitar los mencionados óptimos parciales.

9.4.1.2 Optimización del layout

Para la distribución de los heliostatos en el terreno, SAM utiliza un software llamado SolarPILOT en sustitución a DELSOL3, este software, en lugar de analizar el campo de heliostatos por zonas, lo hace individualmente.

SAM utiliza un método de diseño de layout llamado “radial stagger”, que calcula la distribución de heliostatos sobre el terreno siguiendo los siguientes 5 pasos principales:

- 1- Se establecen una altura de la torre, geometría y propiedades ópticas de los heliostatos y del receptor. En este proceso se emplazan los heliostatos en filas a la misma distancia de la torre (row) y en línea con un mismo azimut. Se colocan heliostatos hasta llenar el terreno disponible, aunque haya potencia de sobra por el exceso de heliostatos.

El espacio inicial entre los heliostatos de una misma row es el doble de su anchura. Conforme aumenta la distancia a la torre aumenta la separación, ya que el azimut se mantiene constante. Esta separación continúa aumentando hasta que la distancia entre dos heliostatos es \geq que 2.67 veces su ancho, a partir de la cual se mantiene constante.

La distancia de separación entre las rows depende de la distancia a la torre, y se determina como la separación mínima para que no haya bloqueos.

- 2- Se evalúan las posiciones de cada heliostato y se estima el rendimiento anual de cada uno. Las simulaciones evalúan el rendimiento óptico de cada heliostato, incluyendo el factor coseno, la atenuación atmosférica, el factor de interceptación, la reflectancia, el ensuciamiento y los bloqueos.

No tiene en cuenta los sombreados ya que al mejorar el layout teniendo en cuenta los bloqueos también se mejoran las pérdidas por sombreado, y al no incluir este aspecto se ahorra en tiempo de simulación.

- 3- Recopila los resultados de las simulaciones de cada heliostato y hace un ranking de la producción anual.
- 4- Hace una simulación en el medio día del solsticio de verano para determinar la energía que proporciona el campo al receptor en esas “condiciones de referencia”.
- 5- Se van eliminando los heliostatos con peor rendimiento empezando por los que tienen el más bajo. El programa para de eliminar heliostatos cuando la potencia que puede proporcionar el campo se iguala a la requerida más las pérdidas térmicas (en la superficie del receptor y en las tuberías). Este proceso dará el layout definitivo.

SAM también ofrece la opción de diseñar el layout con otro programa y pasarlo a SAM una tabla con las coordenadas X e Y de cada heliostato.

9.4.2 Proceso de optimización de CENER

Para el diseño de plantas termosolares de torre, CENER ha desarrollado un software de optimización que permite seleccionar la mejor distribución de heliostatos dentro del campo solar, teniendo como función objetivo maximizar la eficiencia anual del campo de heliostatos. Esta herramienta considera constante todos los parámetros de diseño salvo el número de heliostatos y su distribución en el campo solar, es decir permite para cada algoritmo seleccionar el campo de mayor eficiencia óptica anual.

Actualmente se está completando la herramienta para que permita así mismo cambiar otros parámetros, como es altura de torre, etc. incluyendo el coste asociado a los diferentes sistemas, para lo que se ha desarrollado el módulo económico, objeto primero del presente trabajo. No obstante, la comparación que se realiza a continuación solo se tiene en cuenta el módulo de optimización del campo solar, ya que por falta de tiempo CENER no ha podido el nuevo modelo económico.

La metodología de optimización consta de los siguientes pasos:

- Paso 1: Para cada algoritmo y para cada grupo de variables que definen al layout (espaciado, factor de bloqueo etc. correspondientes a las variables de las expresiones matemáticas que dan las coordenadas de cada heliostato dentro del campo), se ordenan y seleccionan los mejores heliostatos teniendo en cuenta la eficiencia media anual de cada uno.
- Paso 2: Se selecciona el mejor grupo de variables que definen el layout para cada algoritmo de acuerdo a los campos de heliostatos generado en el paso 1, mediante un algoritmo de optimización denominado Backtracking Search Optimization Algorithm (BSA).

Este resumen del proceso de optimización de CENER se extrae del documento “Comparison of heliostat field layout design methodologies and impact on power plant efficiency” (Mutuberría, Pascual, Guisado, & Mallor, 2014), en el que se encuentra explicada con más detalle la metodología de optimización de CENER.

9.4.2.1 Algoritmos de generación de layouts

A continuación, se muestran imágenes de los 5 algoritmos que se comparan en el programa en la Ilustración 12, además de las variables que tiene en cuenta cada algoritmo para calcular el layout en la Tabla 2.

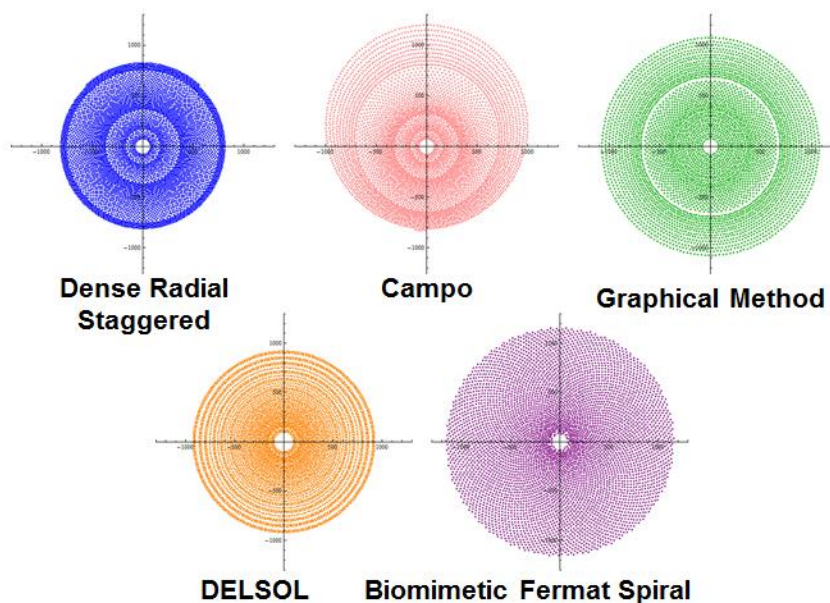


Ilustración 12. Algoritmos comparados (Amaia Mutuberría, 2014)

Algoritmo	Parámetros de cálculo	Descripción
Dense Radial Staggered	Dsep	Distancia de seguridad
Campo	Dsep	Distancia de seguridad

	Freb	Factor de bloqueo de referencia
Graphical Method	Dsep	Distancia de seguridad
DELSOL	Nrad	Número de zonas radiales en el campo
	Expansionfactor	Factor de expansión del campo
	GapBetweenZones	Espacio entre las filas de las distintas zonas
Fermat Spiral	a	Parámetro “a” de la ecuación de Fermat Spiral
	b	Parámetro “b” de la ecuación de Fermat Spiral

Tabla 2. Parámetros de cálculo de cada algoritmo (Amaia Mutuberría, 2014)

Los algoritmos Dense Radial Staggered, Campo y Graphical Method tienen en cuenta para los cálculos la distancia de separación de los heliostatos, que es la distancia mínima de seguridad que tiene que haber entre un heliostato y otro, tal y como se muestra en la Ilustración 13. El algoritmo Campo también tiene en cuenta el factor de bloqueo como referencia.

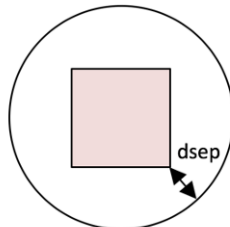


Ilustración 13. Distancia de separación entre heliostatos. (Amaia Mutuberría, 2014)

El algoritmo DELSOL utiliza para sus cálculos el número de zonas radiales en el campo, el factor de expansión y el espaciado entre las distintas zonas. En la Ilustración 14, se muestra el modo en el que el algoritmo divide el terreno. Se denominan zonas radiales a las cuñas delimitadas por las líneas que salen de la torre. Los heliostatos se distribuyen formando circunferencias cuyo centro común es la torre, rellenando las zonas de dentro hacia afuera hasta alcanzar la potencia deseada.

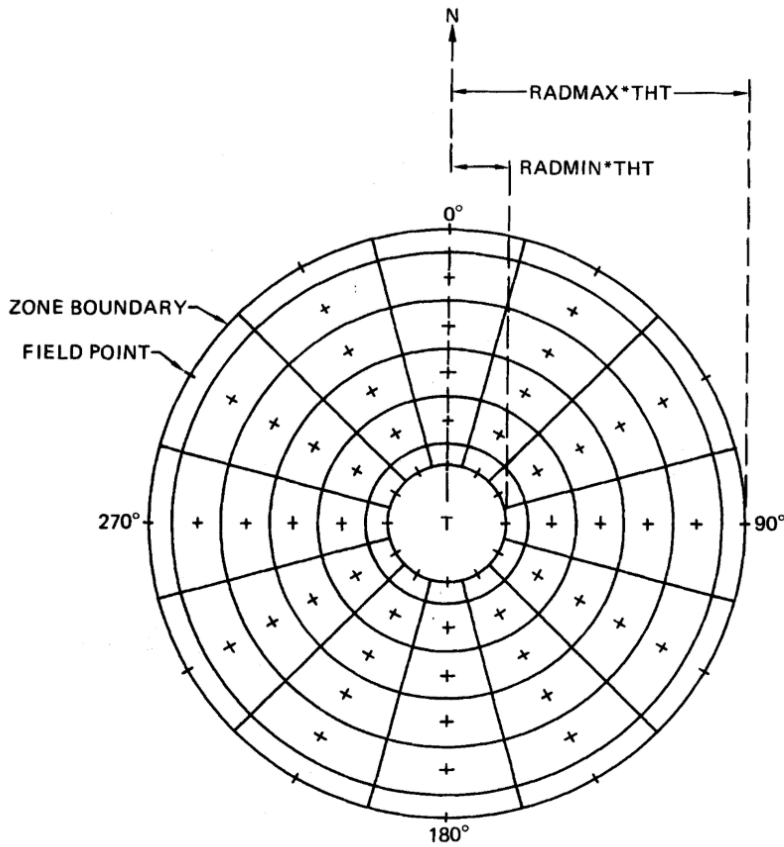


Ilustración 14. División del terreno según el algoritmo DELSOL. (Kistler & Sandia, 1986)

En cuanto al algoritmo de Fermat Spiral, los factores de cálculo que utilizan son a y b , parámetros de la ecuación que utiliza para el diseño del layout.

A continuación, se exponen el objetivo de la optimización y los dos pasos principales que sigue el algoritmo:

9.4.2.2 Función objetivo

La función objetivo seleccionada en el proceso de optimización de los campos de heliostatos es la eficiencia media anual del campo, dada por la siguiente expresión:

$$E_{i,annual} = \sum_t \eta_{i,t} A_i I_{b,t}$$

Ecuación 28. Energía anual

$$\eta = \frac{E_{\text{anual}}}{E_{\text{inc}} - \text{anual}} = \frac{\sum_i E_{i,\text{anual}}}{DNI \times \sum_i A_i}$$

Ecuación 29. Rendimiento anual

9.4.2.3 Paso 1. Generación del campo de heliostatos

Una vez definidos los algoritmos se procede a la optimización del campo de heliostatos. Para cada algoritmo y cada conjunto de variables que lo definen, se simula un campo de gran tamaño y se ordenan los heliostatos de acuerdo a la eficiencia anual media de cada uno, es decir, comparando la energía anual que aporta cada heliostato. Basándose en dicho ranking se seleccionan los heliostatos que dan una mayor energía anual hasta completar la potencia de diseño definida.

9.4.2.4 Paso 2. Proceso de optimización siguiendo la metodología BSA

En esta segunda fase se comparan los campos de heliostatos generados en el paso anterior, mediante la metodología BSA (Backtracking Search Optimization Algorithm for numerical optimization problems), un proceso iterativo que conlleva los siguientes pasos:

1. Se genera un campo de heliostatos dándole valores aleatorios a los parámetros de los algoritmos que definen el layout (DELSOL, Fermat Spiral, etc.)
2. Se evalúa cada solución mediante la función objetivo.
3. Los mejores individuos son seleccionados y se calcula la eficiencia anual de ese layout.
4. Se genera un nuevo campo de heliostatos con distintos valores para los parámetros de los algoritmos de distribución utilizando operaciones de mutaciones y cruces.
5. Se evalúa de nuevo cada individuo para mantener los de mayor eficiencia.
6. Se calcula la eficiencia anual del nuevo campo y se repite el proceso de manera iterativa hasta encontrar el valor de los parámetros que hacen el campo lo más eficiente posible.

10 Comparación de los resultados y discusión

En este apartado están representados los resultados de las optimizaciones explicadas anteriormente para distintos valores del múltiplo solar cercanos al óptimo, comparando los resultados obtenidos con los dos programas utilizados.

10.1 Comparación del software de optimización de campo de CENER con SAM

Dado el nivel de desarrollo de los programas se ha decidido realizar la comparación a través del parámetro rendimiento óptico anual del campo solar.

Finalmente se comentan las diferencias más significativas en cuanto a los resultados de las simulaciones y se plantean futuros desarrollos del software de CENER basados en los resultados de simulación obtenidos mediante los dos procesos de optimización que dispone SAM.

A continuación, se disponen los resultados de las distintas simulaciones y las comparaciones pertinentes que ayuden a establecer el valor óptimo del múltiplo solar según cada método de simulación.

10.1.1 Múltiplo solar 1.8

En primer lugar, se ha simulado para el caso de un $MS = 1.8$. Más adelante se comprueba que este valor está cercano al óptimo, siendo un tanto inferior. Se puede comprobar el valor óptimo en la Tabla 24.

10.1.1.1 Número de heliostatos

Tal y como se explicó en los apartados 9.4.1.2 y 9.4.2 , las diferencias en los algoritmos utilizados de cálculo de layout provocan que el número de heliostatos sea bastante distinto entre ambos programas. Concretamente, el número de heliostatos necesarios calculados por SAM es de 7653, mientras que los cálculos de CENER concluyen con 8313 heliostatos.

10.1.1.2 Rendimiento óptico anual del campo solar

Se define como rendimiento anual del campo solar a la relación entre la energía solar incidente sobre la superficie de los heliostatos y la energía térmica que llega al receptor por medio de la radiación solar reflejada por dichos heliostatos.

Como resultado del proceso de optimización del algoritmo de optimización de CENER, se obtiene un rendimiento óptico anual del campo del 53,92% para el caso de $MS = 1,8$.

Por otro lado, SAM calcula el valor horario de este parámetro, además del valor medio anual, pudiendo observar en la Ilustración 15, cómo varía este parámetro normalmente entre los valores 0,56 y 0,61. A pesar de que estos sean los valores típicos, debido a los días nublados con escasa luz solar, el rendimiento óptico medio resultante es del 48,83%.

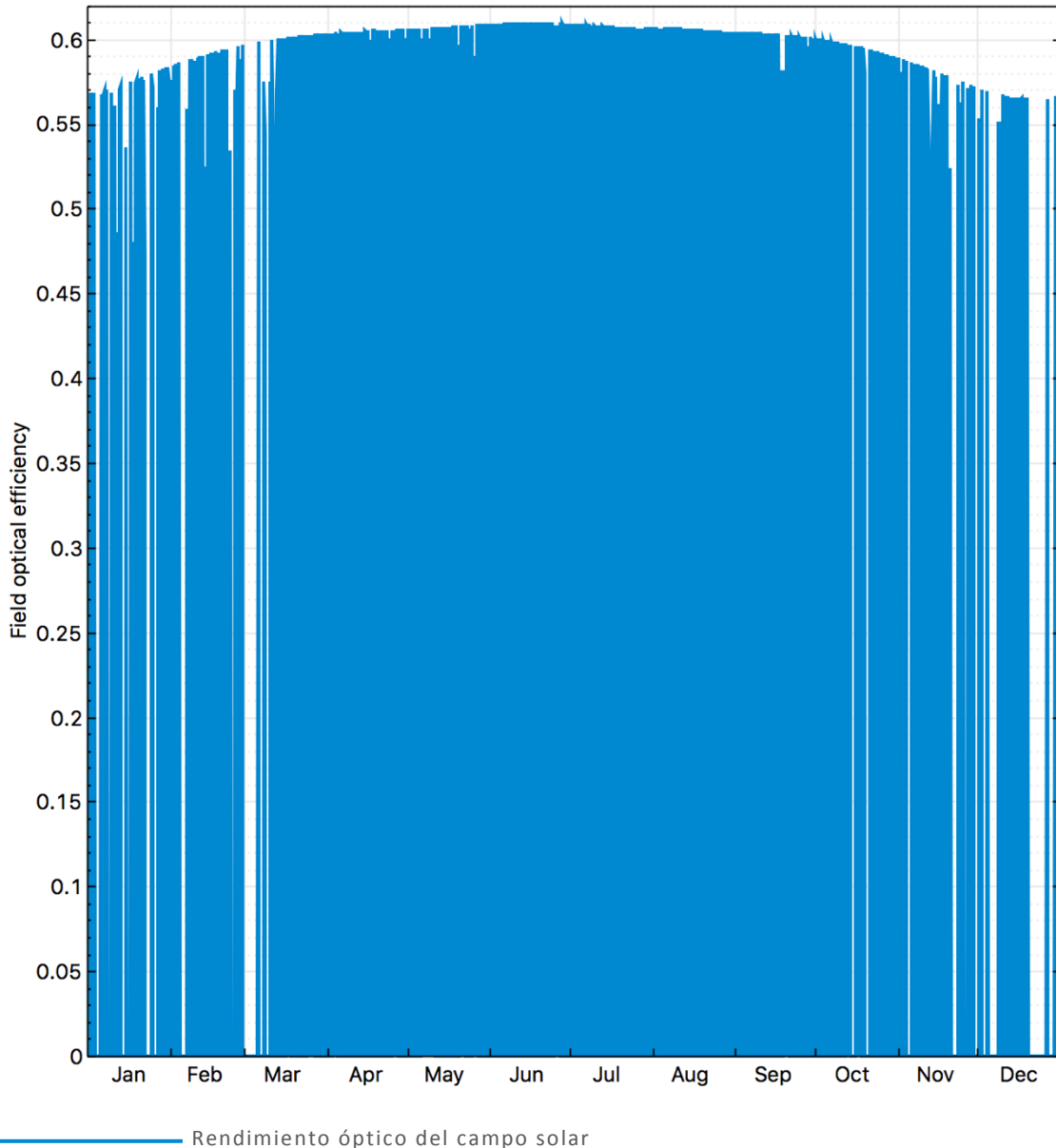


Ilustración 15. Eficiencia óptica anual del campo solar 1.8

La diferencia más notable, es que en SAM se tiene en cuenta el desenfoque para calcular el rendimiento óptico, por lo que resulta interesante superponer las gráficas del rendimiento óptico y del desenfoque para un día cualquiera, en este caso para el 27 de junio, como se muestra en la Ilustración 16. En esta gráfica se comprueba como disminuye el rendimiento

óptico en las horas en las que se desenfocan parte de los heliostatos. Esto muestra que SAM calcula el rendimiento óptico incluyendo el efecto del desenfoco, mientras que CENER calcula el rendimiento óptico sin considerar el desenfoco, considerando su efecto más tarde, después incluso de contabilizar los flujos de potencia del receptor. Para poder comparar los resultados ofrecidos por ambos programas, se han eliminado los efectos que provoca incluir el desenfoco en los cálculos del rendimiento óptico que realiza SAM. Este tema será abordado con más detalle en el análisis de SAM en el apartado 10.3.2.2 .

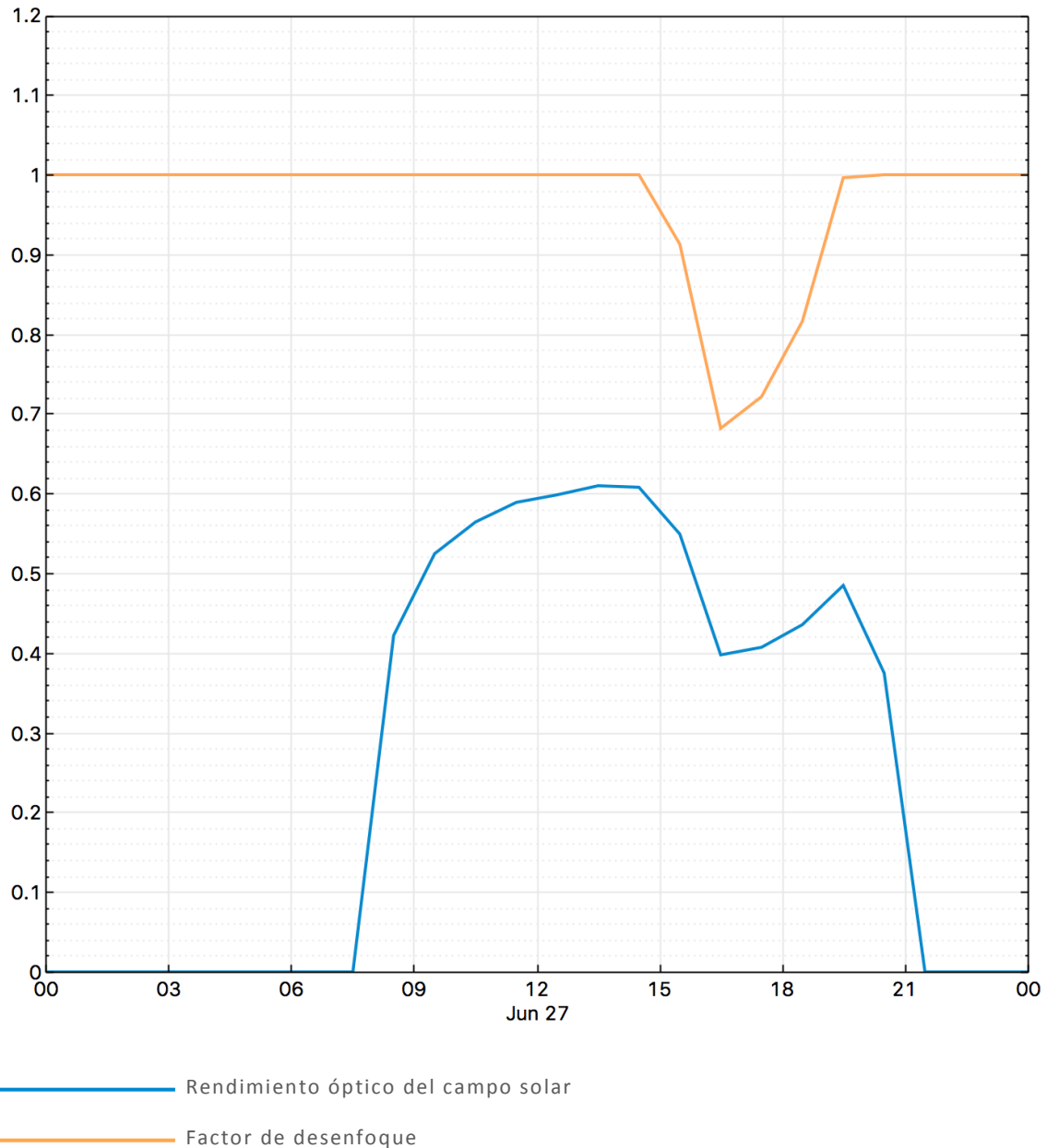


Ilustración 16. Rendimiento óptico y desenfoco MS 1.8

10.1.2 Múltiplo solar 2.0

En segundo lugar, se ha simulado para el caso de un MS = 2.0. Más adelante se comprueba que este valor será óptimo. Se puede comprobar en la Ilustración 17.

10.1.2.1 Número de heliostatos

Para un MS = 2.0, el número de heliostatos calculado es de 8624, mientras que los cálculos de CENER concluyen con 9542 heliostatos. Esta diferencia se debe principalmente a que los métodos de optimización de layout son diferentes, tal y como se expuso en los apartados 9.4.1.2 y 9.4.2 .

10.1.2.2 Rendimiento óptico anual del campo solar

Como resultado del proceso de optimización del algoritmo de optimización de CENER para el caso de MS = 2, se obtiene un rendimiento óptico anual del campo del 52,88%.

Por otro lado, SAM calcula el valor horario de este parámetro, además del valor medio anual, pudiendo observar en la Ilustración 17. Eficiencia óptica del campo de heliostatos MS 2.0 cómo varía este parámetro normalmente entre los valores 0,54 y 0,58. A pesar de que estos sean los valores típicos, debido a los días nublados con escasa luz solar, el valor medio anual es del rendimiento desciende al 46,60%.

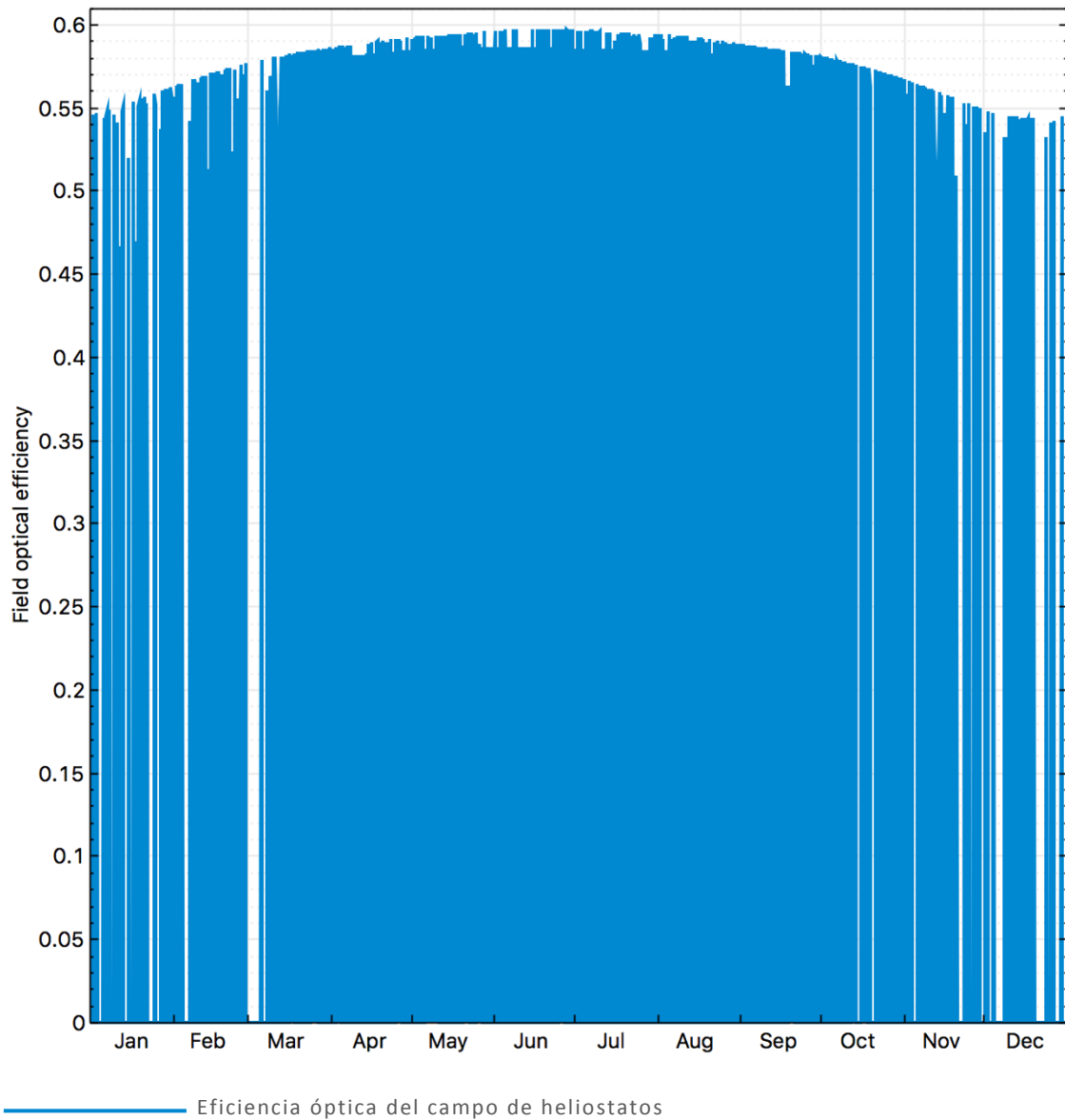
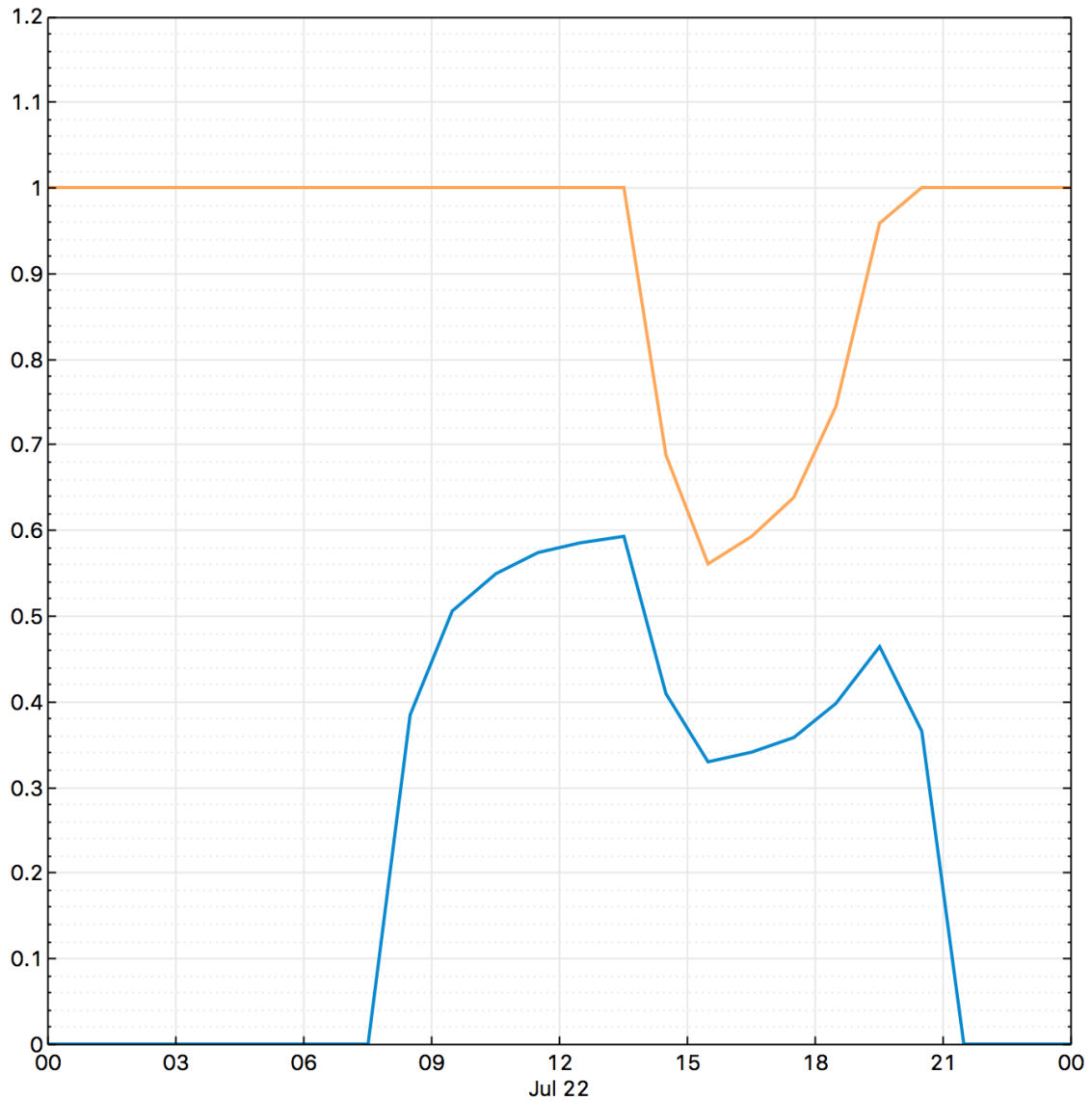


Ilustración 17. Eficiencia óptica del campo de heliostatos MS 2.0

Se puede comprobar, mediante la Ilustración 18. Eficiencia óptica del campo y factor de desenfoque MS 2.0, la fuerte dependencia del rendimiento óptico del campo solar respecto del desenfoque calculado según SAM.



— Eficiencia óptica del campo de heliostatos

— Potencia del bombeo a la torre / receptor

Ilustración 18. Eficiencia óptica del campo y factor de desenfoque MS 2.0

10.1.3 Múltiplo solar 2.2

Por último, se realizan las simulaciones para el caso de un $MS = 2.2$. Más adelante se comprueba que este valor superará el valor óptimo del MS. Se puede comprobar en **Error! Reference source not found.**

10.1.3.1 Número de heliostatos

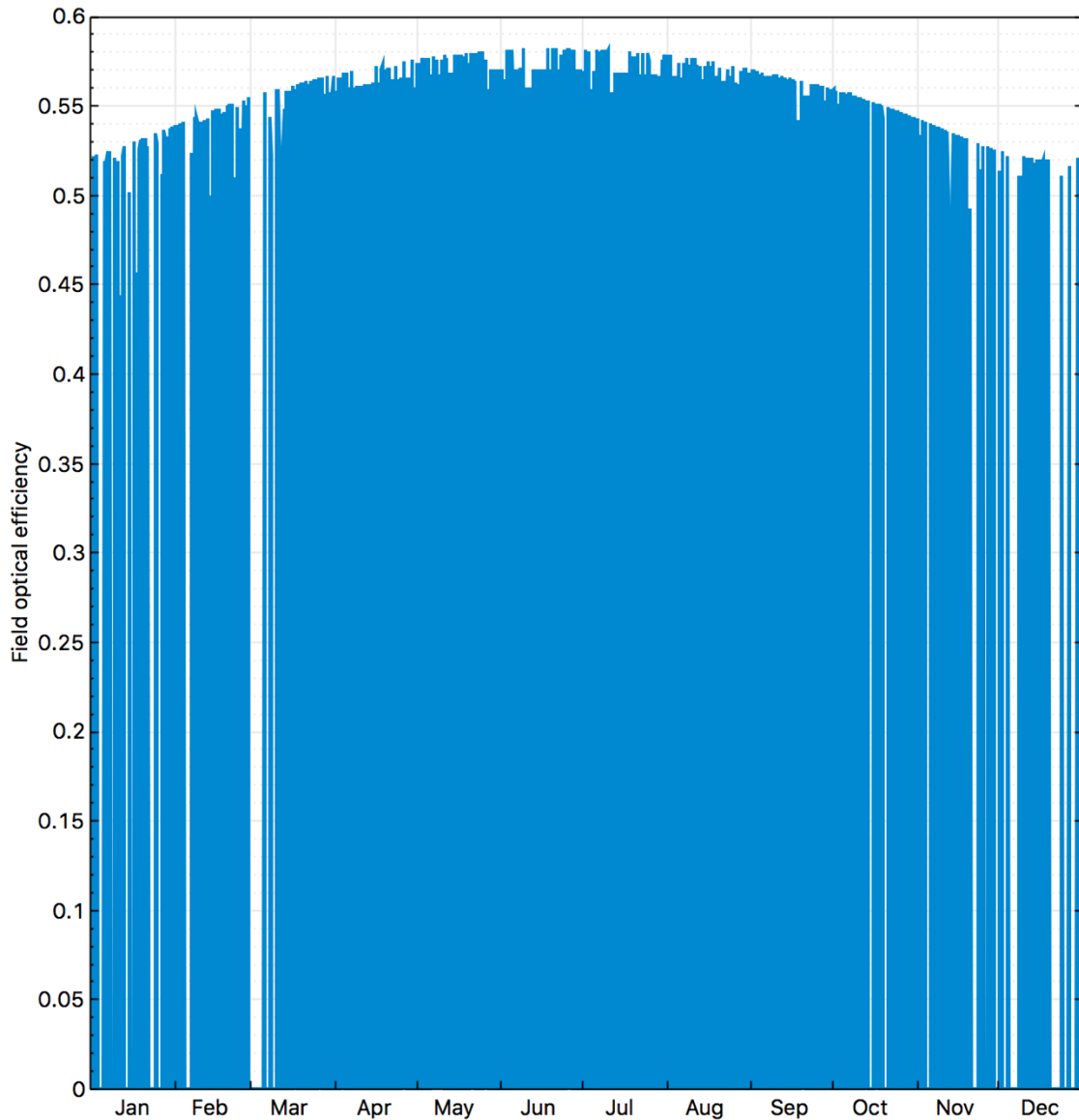
Para un $MS = 2.2$, el número de heliostatos vuelve a ser diferente, y esta vez, la diferencia es mayor aún que las anteriores. Concretamente, el número calculado por SAM es de 9680, mientras que los cálculos de CENER concluyen con 10778 heliostatos. Esta diferencia se debe a

que los métodos de optimización de layout son diferentes, tal y como se expuso en los apartados 9.4.1.2 y 9.4.2

10.1.3.2 Rendimiento óptico anual del campo solar

Como resultado de la optimización del campo con un MS = 2,2, el algoritmo de optimización de CENER calcula la media anual del 51,87%.

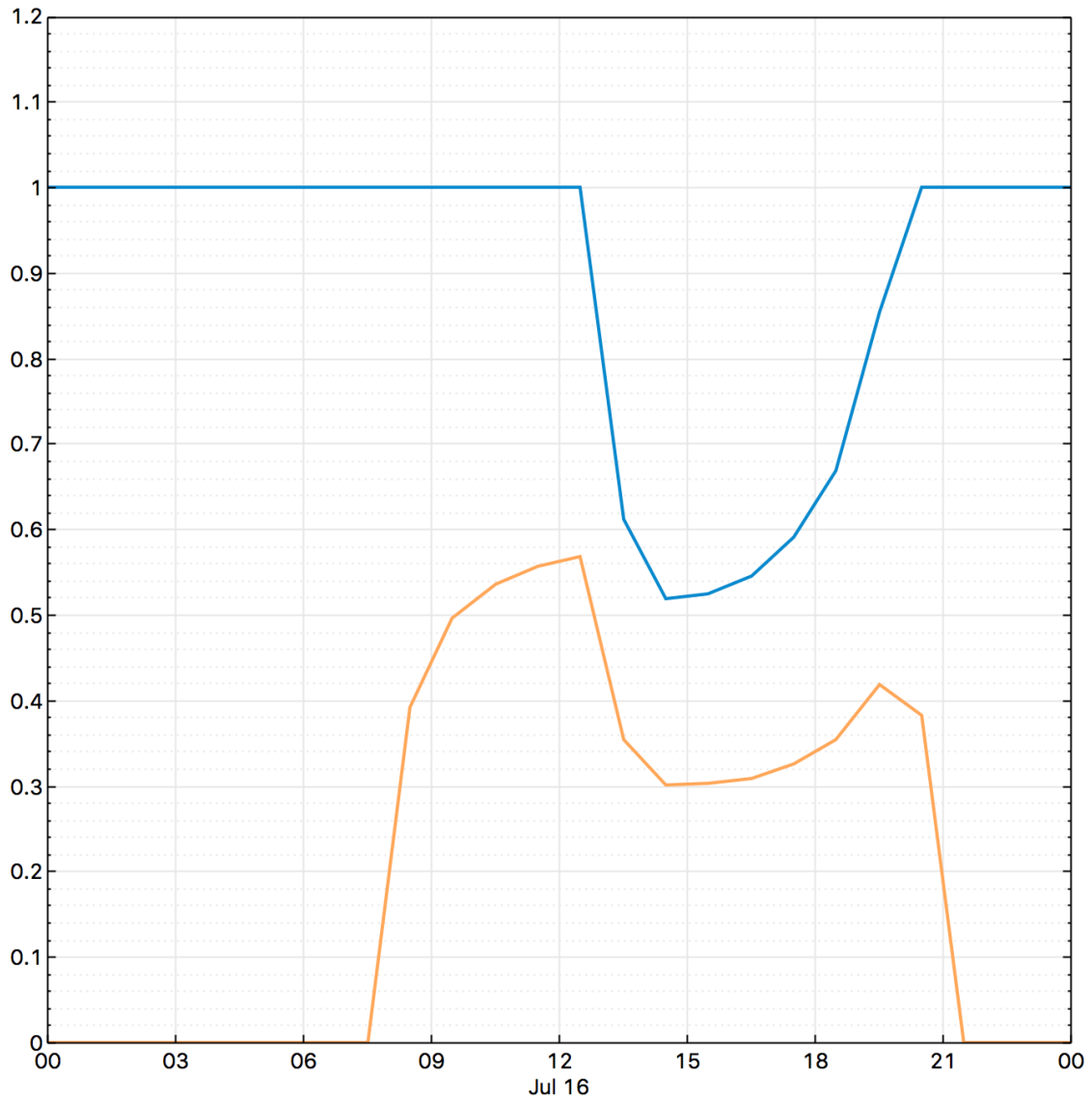
Por otro lado, SAM calcula el valor horario de este parámetro, además del valor medio anual, pudiendo observar en la Ilustración 19. Eficiencia óptica del campo de heliostatos MS 2.2 cómo varía este parámetro normalmente entre los valores 0,52 y 0,57. A pesar de que estos sean los valores típicos, debido a los días nublados con escasa luz solar, el valor medio anual es del rendimiento desciende al 44,13%.



— Eficiencia óptica del campo de heliostatos

Ilustración 19. Eficiencia óptica del campo de heliostatos MS 2.2

Al igual que se hizo en los apartados anteriores, se puede comprobar, mediante la Ilustración 20, la fuerte dependencia del rendimiento óptico del campo solar respecto del desenfoque calculado según SAM.



Factor de desenfoque
Eficiencia óptica del campo de heliostatos

Ilustración 20. Eficiencia óptica del campo y factor de desenfoque MS 2.2

10.2 Discusión de los resultados de la comparación

Tras comprender las diferencias y similitudes en los procesos de diseño de cada uno de los programas, se han elaborado el siguiente conjunto de tablas en las que se muestran los resultados más importantes para los tres valores del MS comparados:

Número de heliostatos	SAM	CENER
MS = 1.8	7653	8313

MS = 2.0	8624	9542
MS = 2.2	9680	10778

Tabla 3. Comparación del número de heliostatos

Rendimiento óptico anual del campo solar (%)	SAM	CENER
MS = 1.8	48,83	53,92
MS = 2.0	46,60	52,88
MS = 2.2	44,13	51,87

Tabla 4. Rendimiento óptico anual del campo solar

Observando la Tabla 3, se puede comprobar como el algoritmo de SAM mejora el número de heliostatos propuesto por CENER, y esta mejora es más acusada cuanto mayor es el múltiplo solar, es decir, a priori puede parecer que su algoritmo de diseño de layout funciona mejor para mayores potencias instaladas, ya que no necesita aumentar tanto el número de heliostatos para aumentar la energía producida. Sin embargo, se comprueba que el rendimiento óptico es mejor en el diseño de CENER, y este disminuye en menor medida conforme aumenta el múltiplo solar.

Estas diferencias son debidas a que el número de heliostatos depende en gran medida del caso base elegido, la potencia nominal de la planta, el día tipo, etc., dándose el caso de que un número mayor de heliostatos tenga un rendimiento mayor a lo largo del transcurso del año. Parte de las diferencias también pueden estar causadas por la “sunshape” elegida por cada programa. Se demuestra así que el diseño del campo proporcionado por CENER es mejor que el proporcionado por SAM, aunque a priori pudiera parecer lo contrario por el número de heliostatos.

10.3 Mejora por la optimización de torre, receptor y layout

Para este análisis se ha seguido el mismo procedimiento que en la optimización del layout, pero esta vez se ha optimizado tanto el campo de heliostatos como la altura de la torre y las dimensiones del receptor.

En primer lugar, se analiza con detalle el método de diseño que sigue SAM, a través de un estudio de las posibilidades de diseño que da al usuario y de la estrategia de operación de la planta mediante la interpretación de los resultados de simulación.

10.3.1 Proceso de diseño de SAM

A continuación, se comentan los distintos apartados de diseño que ofrece la herramienta SAM. También se utilizan datos obtenidos mediante las simulaciones que se realizaron en la comparación de los procesos de optimización con el fin de esclarecer el funcionamiento del programa.

10.3.1.1 Localización y Año Meteorológico Tipo.

Aquí se definen la ubicación de la planta y se toma una fuente de datos para definir el año meteorológico tipo que se va a tener en cuenta en los cálculos posteriores.

Como ya ha quedado reflejado en la descripción de la planta, la ubicación de esta es ficticia, en la localidad de Sevilla. Este dato se puede introducir en SAM mediante el uso de las mismas coordenadas y el mismo huso horario.

En cuanto a la fuente de la base de datos, a SAM se le puede introducir un TMY calculado de forma ajena al programa y usarlo de manera normal. Para las simulaciones realizadas en este apartado se ha tomado un TMY de Sevilla calculado por CENER. Este TMY incluye la DNI y la temperatura ambiente para cada hora del año.

10.3.1.2 Diseño del sistema

En esta sección se definen los primeros parámetros necesarios para un diseño básico de una planta. Estos son el múltiplo solar, las horas de almacenamiento, la potencia eléctrica bruta a la salida de la turbina, etc.

En este apartado de diseño cabe destacar la independencia entre el MS y el número de horas de almacenamiento, ya que el usuario introduce tanto el MS como el número de horas de almacenamiento que desea tener en la central, de manera que ambas son totalmente independientes.

La optimización del número de horas de almacenamiento junto con el MS en SAM se puede hacer de forma manual en el análisis paramétrico de la planta. No obstante, al cambiar el MS es recomendable rediseñar la planta cambiando el tamaño de la torre y las dimensiones del receptor para obtener un diseño mejor.

SAM calcula la potencia térmica del receptor añadiendo el efecto negativo de las pérdidas en las tuberías, es decir, da la potencia que llega al punto de distribución entre almacenamiento y la producción de vapor ya que dichas pérdidas en las tuberías están contabilizadas en el apartado de diseño de torre y receptor.

10.3.1.3 Campo de heliostatos

Para el diseño del campo de heliostatos, SAM puede calcular la distribución de heliostatos de dos maneras distintas tal y como se explicó en el apartado 9.4.1 , o bien calcular el layout con otro programa y pasarle las coordenadas de cada heliostato.

Además, se permite modificar las dimensiones del heliostato, su reflectividad, el área efectiva y la altura solar a partir del cual empiezan a moverse los heliostatos para comenzar a apuntar al receptor.

SAM incluye la posibilidad de modificar por el usuario algunos aspectos de diseño a nivel más profundo, como la potencia que consumen los motores de los heliostatos, la velocidad de viento máxima permitida, la distancia máxima y mínima hasta la torre, etc.

10.3.1.4 Torre y receptor

Uno de los puntos más importantes en cuanto al diseño de una central de torre es el correcto dimensionado de la torre y el receptor. Este programa proporciona al usuario total libertad para decidir la altura de la torre y las dimensiones del receptor, ya sea cilíndrico o de cavidad. También se pueden elegir factores como las temperaturas nominales del fluido a la entrada y la salida del receptor y la absorptividad de la superficie receptora. Además, se permite modificar otros parámetros tales como el flujo máximo en el receptor, las pérdidas en las tuberías, etc.

SAM establece por defecto unas pérdidas en el receptor de 30 kW/m^2 , valor que el usuario podrá cambiar libremente. También da al usuario la oportunidad de optimizar las dimensiones de la torre y el receptor junto con el layout. En el apartado 10.3 , se demuestra que esta optimización conjunta da mejores resultados que optimizar únicamente el layout.

10.3.1.5 Bloque de potencia

Las características del bloque de potencia vienen definidas principalmente por la potencia de salida bruta de diseño, el rendimiento del ciclo y las temperaturas de entrada y salida del fluido caloportador.

Todos estos parámetros pueden ser cambiados al antojo del usuario. Más allá de estos datos principales, SAM ofrece más posibilidades de diseño, permitiendo modificar los valores mínimo y máximo de carga térmica para que entre en funcionamiento el bloque de potencia, el tiempo de arranque, los factores de carga de la turbina, etc.

Además, da la oportunidad al usuario de modificar algunos parámetros del ciclo Rankine tales como la temperatura de operación de la caldera, la temperatura ambiente de diseño, la ratio de pérdida de carga en los condensadores, etc. Si se elige la opción de enfriamiento evaporativo abre la posibilidad de variar los parámetros correspondientes al salto de temperatura del agua al pasar por los condensadores y la cercanía que se puede conseguir entre el agua que circula por el sistema y la temperatura ambiente. El software de CENER permite solamente diferenciar si la condensación es por aire o por agua. SAM incluye incluso un método mixto de condensación.

10.3.1.6 Almacenamiento

En cuanto al almacenamiento, se puede comprobar que en SAM no se tienen en cuenta para nada en la optimización de la planta, aunque es realmente influyente en el LCOE de la misma. El almacenamiento mejora considerablemente el rendimiento global de la planta, ya que permite trabajar al ciclo de potencia a plena carga durante más tiempo, pudiendo amortiguar las oscilaciones que se dan durante el día en la cantidad de energía solar que llega al campo de heliostatos. Además, mejora la gestionabilidad de la planta, permite seguir generando energía aun cuando no hay energía solar incidente disponible. También disminuye el sobredimensionado de la planta, ya que la energía que no se puede aprovechar en el momento en el que llega se manda al sistema de almacenamiento.

Hay que aclarar que no siempre disminuye el LCOE al aumentar las horas de almacenamiento, pero sí lo hace en el rango normal de este valor, actualmente, entorno a las 10 – 12 horas. Tener una capacidad de almacenamiento mayor implicaría un sobredimensionamiento que encarecería considerablemente la planta y seguramente no sería de gran utilidad, ya que las CETS están situadas en zonas muy soleadas, por lo que cuentan con un gran número de horas de sol al día, entonces sería un tanto absurdo almacenar para más tiempo del que va a estar una central sin aporte de energía solar.

10.3.1.7 Costes

El cálculo de los costes del sistema es básico en el proceso de diseño de cualquier tipo de central, ya que de los resultados calculados en este apartado dependerá la viabilidad económica de la planta, que finalmente es lo que decide si el proyecto se lleva a cabo o no.

La forma de calcular dichos costes para este programa se basa en las ecuaciones utilizadas por la herramienta DELSOL, descritas en su manual (Kistler & Sandia, 1986). Además, los precios de referencias son tomados del Excel que proporciona NREL, (NREL, COST AND PERFORMANCE DATA FOR POWER GENERATION TECHNOLOGIES, 2012), con los costes habituales de los equipos necesarios para una CETS.

Estos costes de referencia se utilizan para calcular el precio de los equipos de la planta que se quiere diseñar, siguiendo un procedimiento de cálculo en el que se escalan los costes dependiendo de la apertura, la altura de la torre, la potencia eléctrica bruta, etc., tal y de la forma en la que se explicó en el apartado 9.2 .

En cuanto al cálculo del CAPEX, SAM permite modificar los costes de referencia de los grandes equipos o componentes, tales como el campo de heliostatos, la torre, el receptor, el almacenamiento y el ciclo de potencia. También permite modificar el porcentaje que supondrían las contingencias, los costes indirectos y los impuestos.

En cuanto a los costes de operación y mantenimiento, SAM aporta por defecto un valor para el coste fijo por capacidad y el coste variable de generación, que el usuario podrá modificar a su gusto, pero no calcular en la propia herramienta.

10.3.1.8 Parámetros financieros y LCOE

En cuanto a los parámetros financieros, este programa permite modificar libremente algunos como la tasa interna de retorno, la tasa de inflación, la tasa de descuento, diversos tipos de impuestos, etc. Además, cuenta con apartados dedicados a los costes de financiación externa y a los posibles préstamos que se podrían solicitar durante el periodo de construcción de la central.

10.3.2 Resultados de optimización de layout MS 1.8

Dado que en los apartados anteriores se han expuesto los resultados de las optimizaciones relacionados con el número de heliostatos y el rendimiento óptico, a continuación, se analizarán los resultados reportados por SAM relativos al rendimiento anual del receptor, el desenfoque, el rendimiento global de la planta y los parámetros económicos CAPEX, OPEX y LCOE para un MS = 1,8 tras las simulaciones correspondientes a la optimización de layout.

10.3.2.1 Rendimiento térmico anual del receptor

Este parámetro cuantifica la energía que se aprovecha en el receptor, es decir, indica qué porcentaje de la energía térmica que llega al receptor es transmitido al fluido térmico que va por el interior de las tuberías.

SAM calcula el valor medio anual de este parámetro, así como su valor horario, desarrollando una serie de datos mostrados en la Ilustración 21. En esta gráfica se puede observar que la eficiencia térmica del receptor toma valores de entre un 92 y un 96%, dando lugar a un valor medio anual de esta eficiencia del 93,89%.

Puede parecer un rendimiento excesivamente elevado, esto es debido a que el desenfoque se ha tenido en cuenta en el cálculo del rendimiento óptico del campo de heliostatos y no en este punto.

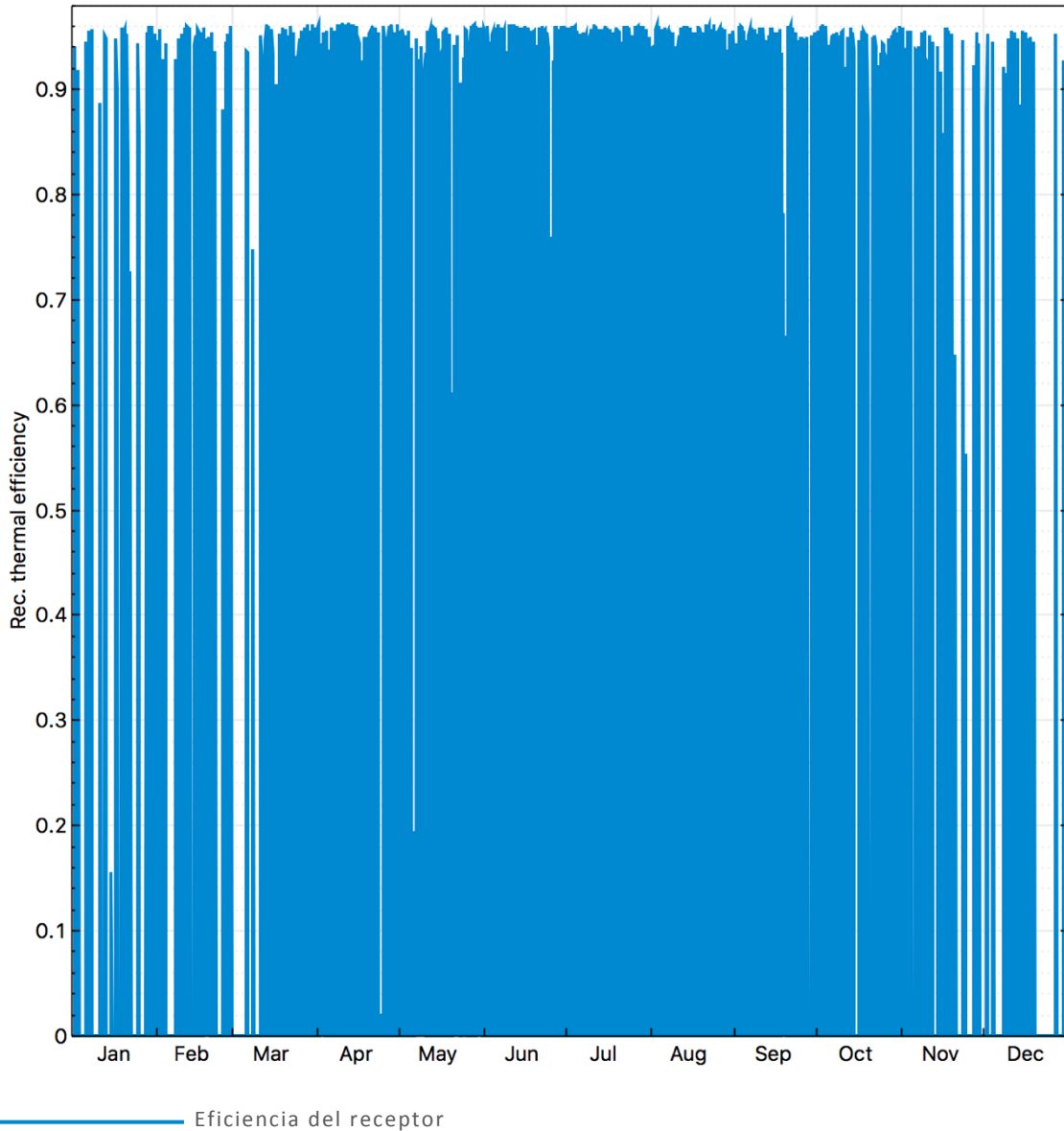


Ilustración 21. Eficiencia térmica del receptor MS 1.8

La eficiencia térmica del receptor depende indirectamente del factor de desenfoque, ya que este influye directamente de la potencia incidente en el receptor. Por lo tanto, también resulta de interés ver cómo varía esta eficiencia respecto del desenfoque, como se muestra en la Ilustración 22. En la gráfica se observa una disminución del rendimiento térmico del receptor en las horas en las que hay desenfoque, tal y como pasaba con el rendimiento óptico, aunque esta vez de forma mucho menos acusada.

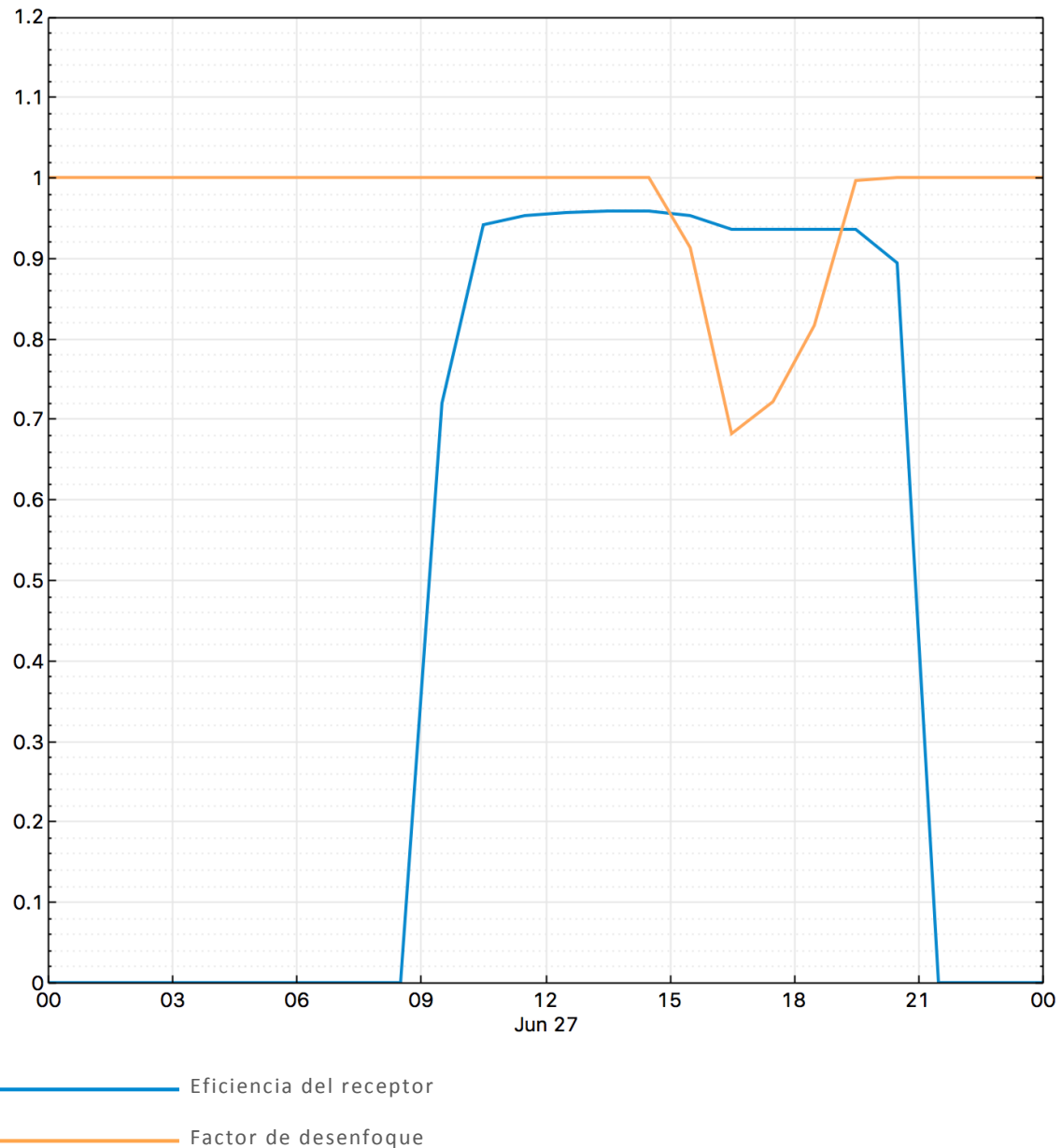


Ilustración 22. Eficiencia del receptor y desenfoque MS 1.8

10.3.2.2 Desenfoque

El desenfoque mide la energía que podría llegar al receptor, pero no lo hace debido a que se varía la posición de los heliostatos para que no reflejen los rayos solares en dirección al receptor.

Esta operación se puede realizar por dos motivos, cuando la energía que podría llegar al receptor supera la que este es capaz de aguantar mecánicamente, o porque no se pueda almacenar más energía y el bloque de potencia ya esté trabajando a plena carga, por lo que, si llegase toda la energía posible al receptor, sobraría energía en el sistema. Por lo tanto, para evitar daños en cualquiera de estos equipos, se desapunatan el número de heliostatos necesarios para mantener el funcionamiento de la planta en las condiciones seguras de

máxima producción de energía eléctrica. El desenfoque se puede medir tanto como en términos de energía como en forma de porcentaje.

SAM calcula el desenfoque como un porcentaje, y lo incluye en los cálculos correspondientes a la energía incidente en el terreno, en el receptor, etc., influyendo en el rendimiento óptico del campo solar. El valor de dicho porcentaje resultante es de un 2,25%.

También resulta de interés calcular cuánta potencia supone el porcentaje aportado por SAM en términos de diferencia entre la potencia que transmite el receptor al fluido y la que transmitiría si el desenfoque fuese cero.

Para comenzar, se calcula la potencia que supondría dicho porcentaje como potencia incidente en el receptor mediante la Ecuación 30.

$$PD_{inc_{rec}} = \frac{P_{inc_{rec}}}{1 - D} - P_{inc_{rec}}$$

Ecuación 30. Potencia de desenfoque incidente en el receptor

Dónde:

$PD_{inc_{rec}}$ Potencia térmica que no incide en el receptor debido al desenfoque.

$P_{inc_{rec}}$ Potencia térmica que realmente incide en el receptor.

D Desenfoque medido en porcentaje.

Una vez calculada la potencia térmica que no incide en el receptor debido al desenfoque, mediante la Ecuación 31, se puede hallar la potencia térmica que no se transmite del receptor al fluido, ya que no ha llegado al receptor.

$$PD_{sal_{rec}} = PD_{inc_{rec}} * \eta_{rec}$$

Ecuación 31. Desenfoque en porcentaje

Dónde:

$PD_{sal_{rec}}$ Potencia térmica que no transmite el receptor al fluido caloportador debido al desenfoque.

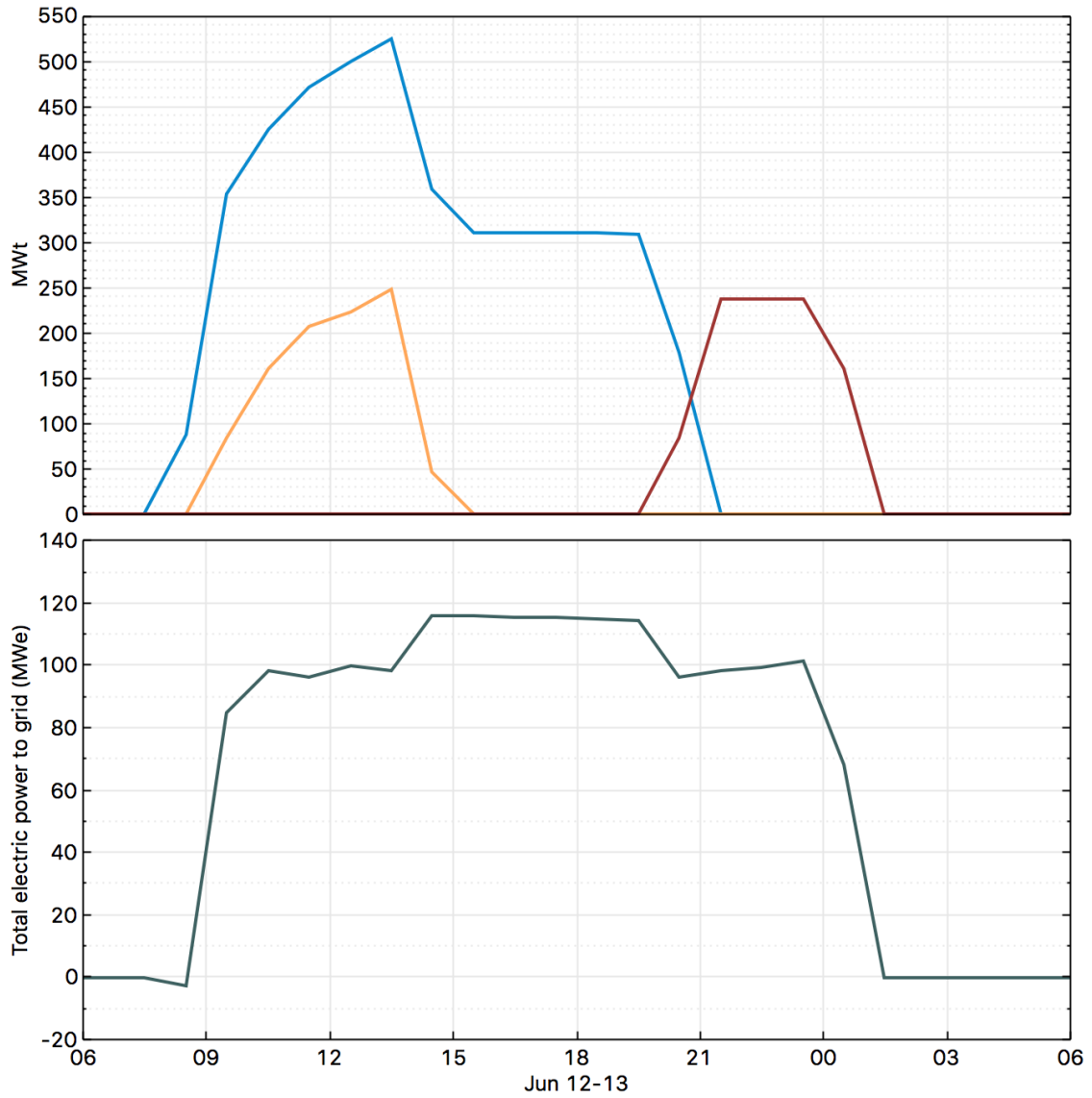
$PD_{inc_{rec}}$ Potencia térmica que no incide en el receptor debido al desenfoque.

η_{rec} Rendimiento térmico del receptor.

Así pues, se obtiene una potencia térmica pérdida por el desenfoque en el punto del paso del receptor al fluido caloportador de 18449,67 MWth.

Uno de los factores influyentes en el valor del desenfoque es la estrategia de almacenamiento. LA estrategia que sigue SAM implica que al ciclo de potencia siempre llegue la máxima potencia posible, hasta llegar a la nominal, y cuando este valor se supera se envía energía al almacenamiento. En caso de no poder dirigir más potencia al ciclo o al almacenamiento se desenfocan los heliostatos pertinentes. En la Ilustración 23 se aprecia como el almacenamiento se llena cuando la turbina está a plena carga y como empieza a vaciarse hasta que se agota cuando la potencia aportada por el campo solar no es suficiente para mantener el ciclo a carga nominal.

La Ilustración 23 muestra el funcionamiento de la planta en un día bastante interesante. Observando la gráfica inferior se ve como el ciclo funciona a plena carga desde el momento en el que se empieza a recibir la energía solar suficiente. Casi desde ese mismo instante se empieza a llenar el almacenamiento debido al excedente. A partir de aproximadamente las 13:30 se disminuye el flujo de carga del almacenamiento porque está prácticamente lleno, y para desaprovechar la mínima energía posible se aumenta la carga de la turbina al 120% de su potencia nominal, algo que se puede hacer durante cortos periodos de tiempo sin dañar el equipo, en este caso hasta las 19:30 aproximadamente. Aun así, sigue sobrando energía y hay que desenfocar parte de los heliostatos, lo que se ve reflejado en la disminución de la potencia incidente en el receptor entre las 13:30 y las 19:30 aproximadamente, llegando a un equilibrio alrededor de las 15:00. A partir de las 19:30, la potencia incidente en el receptor ya no es suficiente por sí sola para que la turbina trabaje a plena carga, por lo que se empieza a descargar el sistema de almacenamiento.



- Potencia térmica incidente en el receptor
- Potencia térmica de carga del almacenamiento
- Potencia térmica de descarga del almacenamiento
- Potencia eléctrica neta generada

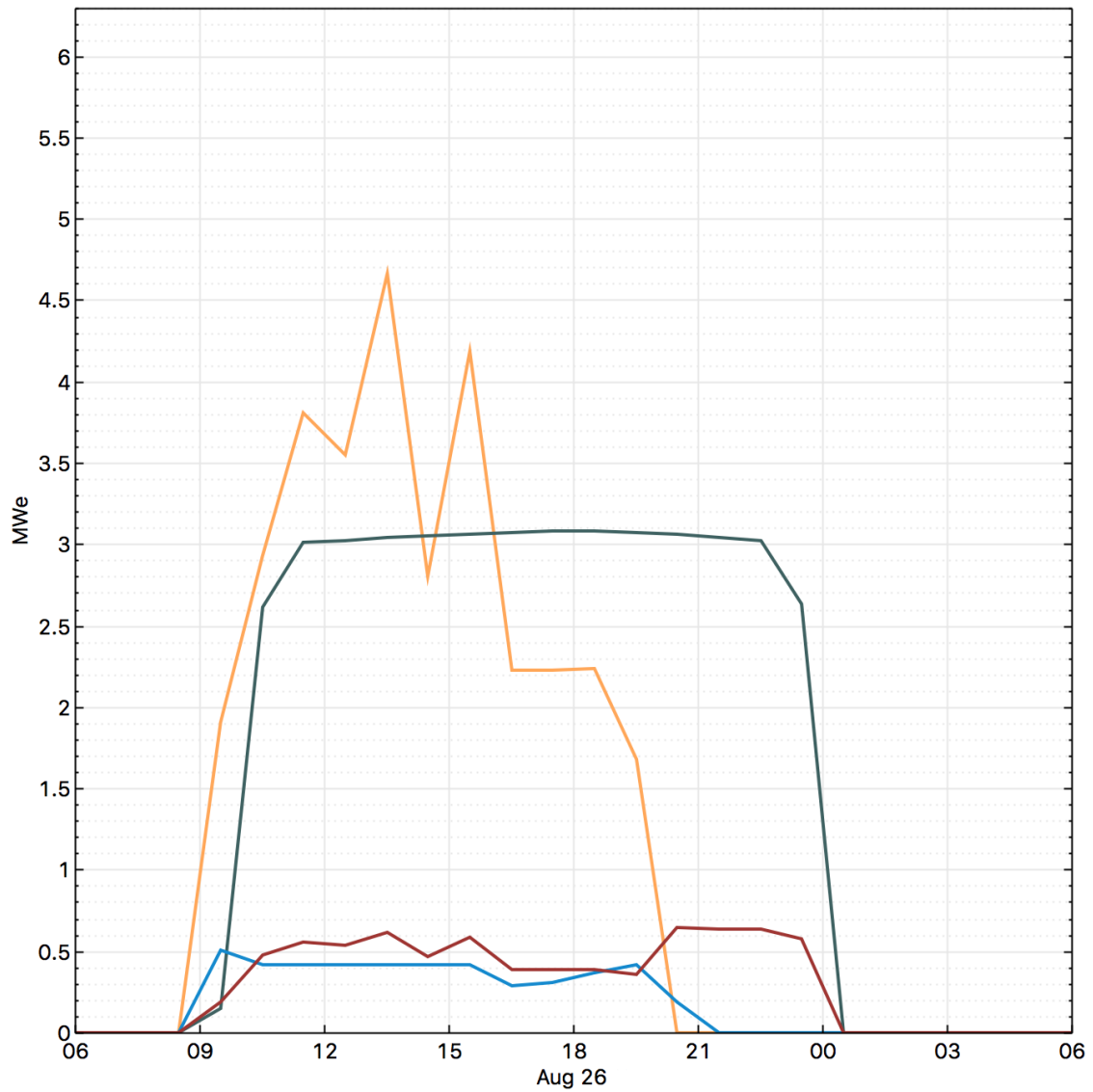
Ilustración 23. Estrategia de almacenamiento y operación MS 1.8

Como se puede comprobar, el desenfoco es un punto considerable de pérdida de energía inevitable, si no se quiere sobredimensionar la planta.

10.3.2.3 Rendimiento global de la planta

El rendimiento global de la planta se define como la cantidad de energía eléctrica que se vierte a la red por cada unidad de energía solar que llega al campo de heliostatos.

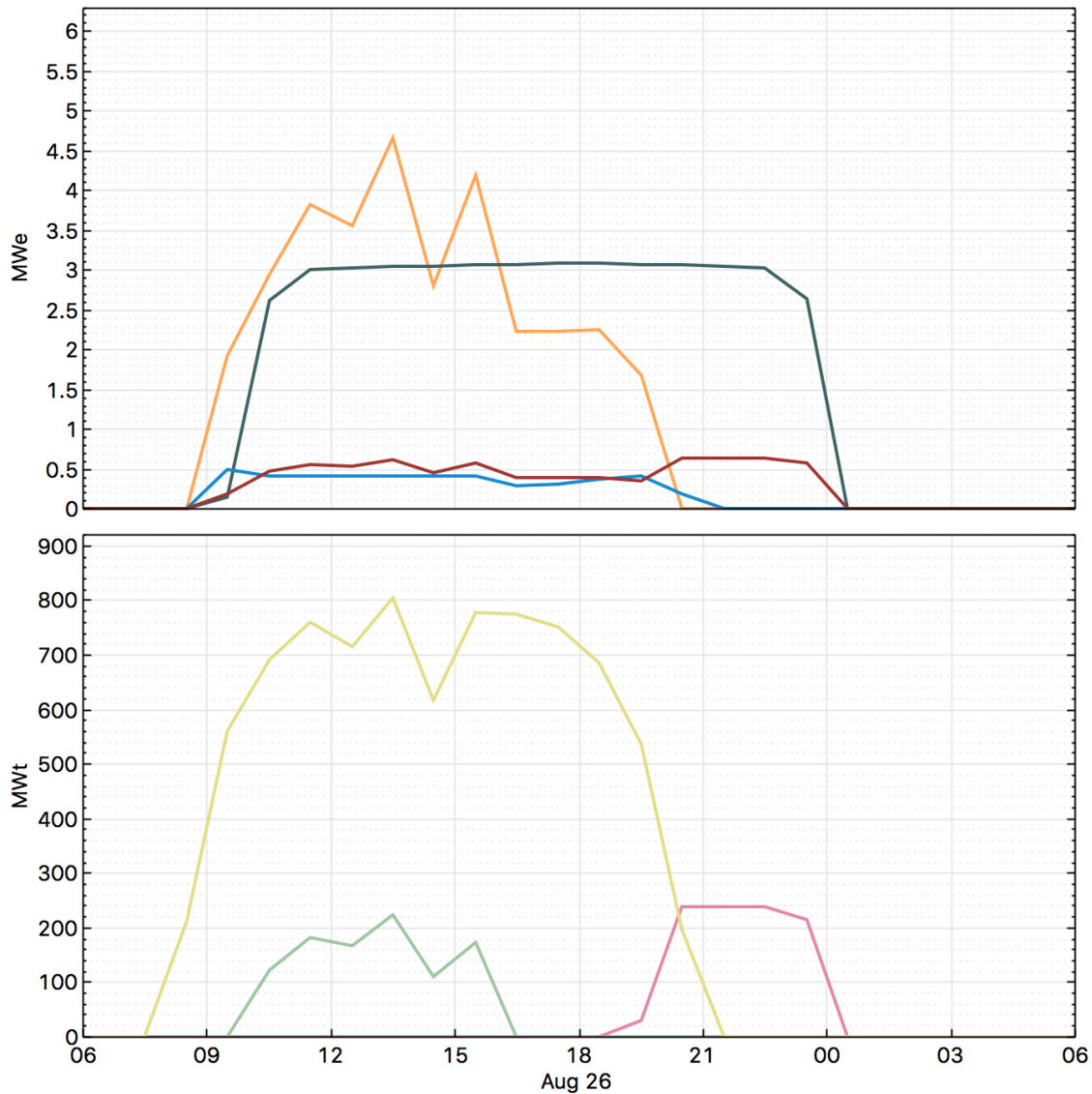
Además de los distintos rendimientos de los sistemas que componen la central, uno de los factores determinantes del rendimiento global de la planta es la cuantía de los consumos parásitos del sistema. Estos se calculan de manera independiente los consumos de los motores de los heliostatos, de las bombas, del condensador y el consumo fijo de operación de la planta. En la Ilustración 24, se puede observar la potencia de los consumos parásitos el día 26 de agosto.



- Potencia de los motores de los heliostatos
- Potencia del bombeo a la torre / receptor
- Potencia del bombeo del sistema de almacenamiento al bloque de potencia
- Potencia del condensador

Ilustración 24. Consumos parásitos MS 1.8

Resulta interesante la comparación propuesta en la Ilustración 25, en la que se observan varios detalles relacionados con la estrategia de operación de la planta y de carga y descarga del sistema de almacenamiento.



- Potencia de los motores de los heliostatos
- Potencia del bombeo a la torre / receptor
- Potencia del bombeo del sistema de almacenamiento al bloque de potencia
- Potencia del condensador
- Potencia solar incidente en el campo de heliostatos
- Potencia térmica de carga del almacenamiento
- Potencia térmica de descarga del almacenamiento

Ilustración 25. Comparativa consumos parásitos, flujo de almacenamiento y recurso solar MS 1.8

Durante las horas de sol, el mayor consumo es el provocado por el bombeo de fluido al receptor, y se puede ver cómo la línea de consumo sigue un recorrido similar a la que representa la energía solar incidente en el campo. Al mismo tiempo se carga el almacenamiento de sales calientes con la energía sobrante, observándose que el recorrido de la curva de consumo de las bombas también es muy similar al del recurso solar.

En cuanto al consumo del bombeo del almacenamiento al receptor, se observa que es prácticamente constante hasta que empiezan a utilizarse las sales almacenadas para producir energía eléctrica, momento en el que aumenta, hasta que se agota la energía almacenada.

El consumo de los motores de los heliostatos es prácticamente constante a lo largo del día independientemente de la cantidad de energía solar que incida en el campo. Lo mismo ocurre con el consumo del condensador, ya que este normalmente funciona a plena carga debido a que el ciclo de potencia opera a potencia nominal siempre que haya energía suficiente, ya que cuando sobra energía se manda al almacenamiento, y cuando falta se extrae del mismo hasta que se agota.

Tras calcular la potencia eléctrica bruta generada y restar estos consumos parásitos se halla la potencia eléctrica neta que se inyecta a la red, obteniendo finalmente un rendimiento global de la planta del 17,02%.

10.3.2.4 CAPEX

El CAPEX representa el coste de la inversión inicial necesaria para construir o poner a punto cualquier tipo de industria, negocio, etc. En el caso que atañe este proyecto, se centra en el coste de los equipos, instalaciones y obras necesarias para la construcción de la central energética termosolar estudiada.

El cálculo de dichos costes basa en la hoja Excel proporcionada por NREL, (NREL, COST AND PERFORMANCE DATA FOR POWER GENERATION TECHNOLOGIES, 2012). Los costes de los mayores equipos se muestran individualmente en la Tabla 5. CAPEX desglosado por equipos.

ÍTEM	COSTE
Campo de heliostatos (M\$)	131,25
Torre (M\$)	18,97
Receptor (M\$)	81,59
Sistema de almacenamiento (M\$)	31,24
BOP (M\$)	48,26
Ciclo de potencia (M\$)	94,80

Contingencias e indirectos (M\$)	106,60
Total (M\$)	512,54

Tabla 5. CAPEX desglosado por equipos

10.3.2.5 OPEX

En el apartado de costes de operación y mantenimiento (OPEX), intervienen los costes de personal (salarios), los contratos de servicios, el consumo de materias primas y las labores de mantenimiento. Los costes de personal y los contratos de servicios serán fijos, mientras que los costes de materias primas serán variables. Los costes relativos al mantenimiento y miscelánea se tomarán un 50% fijos y el otro 50% como variables, ya que dentro de estos costes se engloban algunos que dependen del tamaño de la planta, como los costes derivados del mantenimiento del bloque de potencia, del receptor, etc. También incluyen una parte de costes fijos como edificios, sistemas eléctricos, refrigeración auxiliar, etc.

El procedimiento de cálculo seguido por el programa se basa en la hoja Excel proporcionada por NREL, (NREL, COST AND PERFORMANCE DATA FOR POWER GENERATION TECHNOLOGIES, 2012). Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 6.

	COSTE
Coste fijo por capacidad (\$/kW año)	65,37
Coste variable por generación (\$/MWh)	6,47
Coste anual de O&M (M\$)	8,53

Tabla 6. Costes fijos y variables del OPEX

10.3.2.6 LCOE

El LCOE o coste nivelizado de la energía, da una idea del precio que tendrá la energía producida por la planta, permitiendo comparar con otras plantas en diseño o ya existentes. El LCOE no es un cálculo exacto, ya que es muy difícil de cuantificar con precisión, sino que es una herramienta que se utiliza para comparar distintas soluciones de diseño, por lo que una misma planta puede dar valores distintos de LCOE si se calcula mediante ecuaciones distintas. Lo único que asegura esta operación es que, si se utiliza la misma ecuación de cálculo del LCOE para dos plantas distintas, la central menos rentable obtendrá un resultado más desfavorable.

SAM utiliza la Ecuación 32, la cual se basa en (W, 1995), obteniendo un valor del LCOE de 13,90 ¢/kWh.

$$LCOE = \frac{FCR * TCC + FOC}{AEP} + VOC$$

Ecuación 32. Cálculo del LCOE

Dónde:

FCR Ratio de carga fijo.

TCC Coste capital total.

FOC Coste fijo de operación anual.

AEP Producción anual de electricidad.

VOC Coste variable de operación.

10.3.2.7 Resumen de los resultados obtenidos con un MS de 1.8

En este apartado se recogen los resultados comentados anteriormente relativos a las simulaciones de layout de la planta con un MS de 1.8 con el fin de poder realizar un análisis de forma rápida del conjunto de resultados de manera global.

En primer lugar, se muestran los flujos de energía que se dan en la central mediante la Tabla 7. Posteriormente se encuentran los rendimientos de los procesos de transporte y transferencia de energía en la Tabla 8.

Pth incidente en el campo (MWth)	1.816.230,34
Pth posible incidente en el REC (MWth)	886.881,89
Desenfoque en CAMPO	2,25%
Desenfoque en CAMPO (MWth)	19.954,84
Pth incidente en el REC (MWth)	866.927,05
Pth posible de REC a HTF (MWth)	833.897,01
Desenfoque en REC (MWth)	18.735,24
Pth de REC a HTF (MWth)	813.942,17
Pérdidas en las tuberías (MWth)	11.615,26
HTF a STO (MWth)	802.326,91
Pérdidas en STO (MWth)	3.712,72
STO a PC (MWth)	799.233,05

Pe gen bruta (MWe)	333.075,11
Pe gen NETA a la RED (MWe)	309.088,72

Tabla 7. Flujos de energía durante el proceso

Rendimiento óptico anual del campo solar (%)	53,92
Ren th REC to HTF (%)	93,89
Ren th transporte HTF a STO (%)	98,57
Ren del STO a PC (%)	99,61
Ren PC a NETA (%)	38,67
Rendimiento global (%)	17,02

Tabla 8. Rendimiento de los procesos de transporte y transferencia de energía

10.3.3 Resultados de optimización de layout MS 2.0

A continuación, se analizarán los resultados reportados por SAM relativos al rendimiento anual del receptor, el desenfoco, el rendimiento global de la planta y los parámetros económicos CAPEX, OPEX y LCOE para un MS = 2,0 tras las simulaciones correspondientes a la optimización de layout.

10.3.3.1 Rendimiento térmico anual del receptor

Tal y como pasaba para un MS de 1,8, se calcula el valor medio anual de este parámetro, así como su valor horario, desarrollando una serie de datos mostrados en la Ilustración 26. En esta gráfica se puede observar que la eficiencia térmica del receptor toma valores de entre un 94 y un 96%, dando lugar a un valor medio anual del 94,26%.

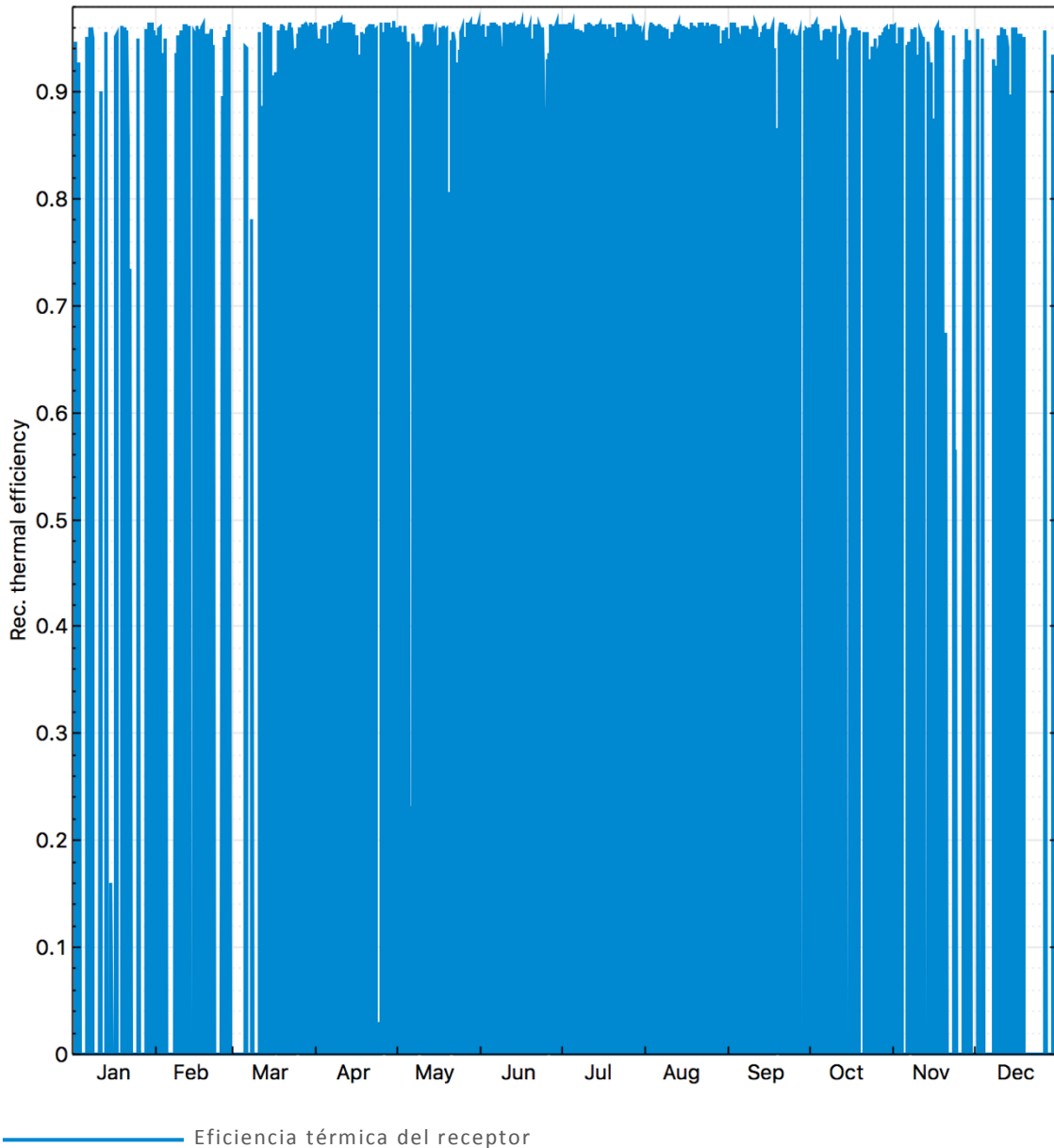


Ilustración 26. Rendimiento térmico del receptor MS 2.0

En la Ilustración 27 se puede comprobar como el rendimiento del receptor también disminuye cuando hay desenfoque, ya que este rendimiento depende también del desenfoque, aunque de manera indirecta. Otro motivo por el que disminuye, es debido a que la energía que llega al receptor no es la máxima que podría llegar, y el rendimiento del receptor disminuye conforme lo hace la potencia térmica incidente.

El hecho de que no llega la máxima potencia admisible se puede comprobar en la Ilustración 27, donde se observa que entre las 12:00 y las 15:00 el almacenamiento se llena por completo y la turbina empieza a funcionar a carga máxima (aproximadamente un 20% más de la carga nominal), por lo que se desenfocan heliostatos impidiendo que al receptor llegue la energía necesaria para que el rendimiento fuese máximo.

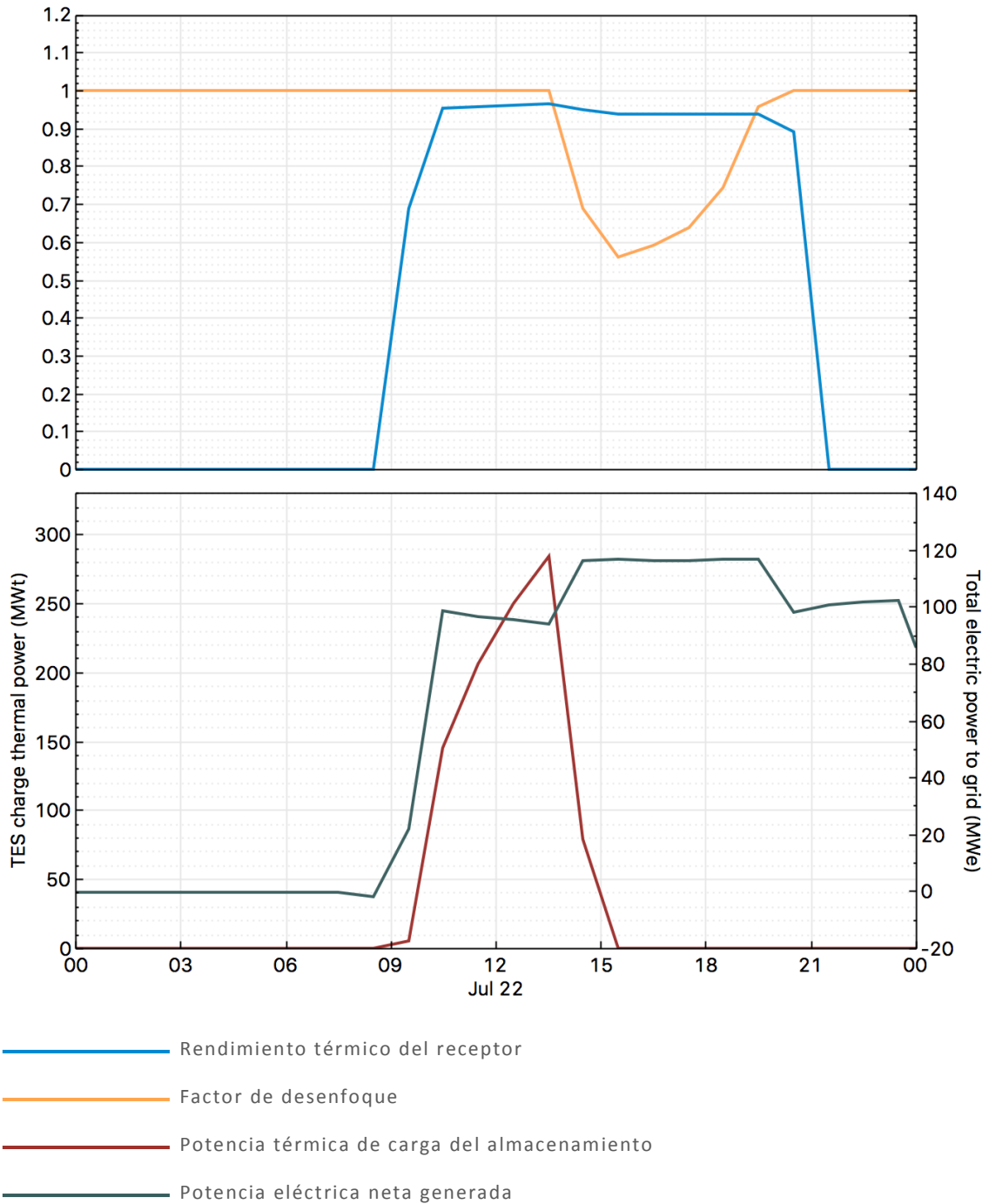


Ilustración 27. Variación del rendimiento térmico del receptor MS 2.0

10.3.3.2 Desenfoque

El desenfoque mide la energía que podría llegar al receptor, pero no lo hace debido a que se varía la posición de los heliostatos para que no reflejen los rayos solares en dirección al receptor. Los motivos por los que se produce están expuestos en el apartado 10.3.2.2 .

El desenfoque es calculado como un porcentaje de la energía reflejada por los heliostatos, influyendo en el rendimiento óptico del campo solar. El valor de dicho porcentaje resultante es de un 4,33%.

Por otra parte, también resulta de interés calcular cuánta potencia supone el porcentaje aportado por SAM en términos de diferencia entre la potencia que transmite el receptor al fluido y la que transmitiría si el desenfoque fuese cero.

Para comenzar, se calcula la potencia que supondría dicho porcentaje como potencia incidente en el receptor mediante la Ecuación 30.

Una vez calculada la potencia térmica que no incide en el receptor debido al desenfoque, se puede hallar la potencia térmica que no se transmite del receptor al fluido, ya que no ha llegado al receptor.

Así pues, se obtiene una potencia térmica pérdida por el desenfoque en el punto del paso del receptor al fluido caloportador de 38930 MWth.

En el apartado 10.3.2.2 , se realiza un estudio de la estrategia de operación de la planta que aclara el objetivo de desenfocar cierto número de heliostatos en momentos determinados.

10.3.3.3 Rendimiento global de la planta

El rendimiento global de la planta se define como la cantidad de energía eléctrica que se vierte a la red por cada unidad de energía solar que llega al campo de heliostatos.

Por otro lado, como ya se expuso en el apartado 10.3.2.3 , SAM calcula los consumos parásitos individualmente y los resta a la potencia bruta generada. Tras realizar este proceso, se halla la potencia eléctrica neta que se inyecta a la red, obteniendo finalmente un rendimiento global de la planta del 16,00%.

10.3.3.4 CAPEX

El CAPEX representa el coste de la inversión inicial necesaria para construir o poner a punto cualquier tipo de industria, negocio, etc. En el caso que atañe este proyecto, se centra en el coste de los equipos, instalaciones y obras necesarias para la construcción de la central energética termosolar estudiada.

Siguiendo el mismo procedimiento que en el apartado 10.3.2.4 , se ha elaborado la Tabla 9.

ÍTEM	COSTE
Campo de heliostatos (M\$)	147,90
Torre (M\$)	18,97

Receptor (M\$)	81,59
Sistema de almacenamiento (M\$)	31,59
BOP (M\$)	48,10
Ciclo de potencia (M\$)	94,80
Contingencias e indirectos (M\$)	112,62
Total (M\$)	535,58

Tabla 9. CAPEX desglosado por equipos

10.3.3.5 OPEX

En el apartado de costes de operación y mantenimiento (CAPEX), intervienen los costes de personal (salarios), los contratos de servicios, el consumo de materias primas y las labores de mantenimiento. Los costes de personal y los contratos de servicios serán fijos, mientras que los costes de materias primas serán variables. Los costes relativos al mantenimiento y miscelánea se tomarán un 50% fijos y el otro 50% como variables, ya que dentro de estos costes se engloban algunos que dependen del tamaño de la planta, como los costes derivados del mantenimiento del bloque de potencia, del receptor, etc. También incluyen una parte de costes fijos como edificios, sistemas eléctricos, refrigeración auxiliar, etc.

El procedimiento seguido se basa en la hoja Excel proporcionada por NREL, (NREL, COST AND PERFORMANCE DATA FOR POWER GENERATION TECHNOLOGIES, 2012). Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 10.

Como ya se comentó anteriormente, SAM permite al usuario introducir a voluntad el valor del coste fijo por capacidad y el del coste variable por generación, aunque posteriormente los calcule, necesita partir de unos valores dados.

	COSTE
Coste fijo por capacidad (\$/kW año)	66,91
Coste variable por generación (\$/MWh)	6,26
Coste anual de O&M (M\$)	8,74

Tabla 10. Costes fijos y variables del OPEX

10.3.3.6 LCOE

El LCOE o coste nivelizado de la energía, da una idea del precio que tendrá la energía producida por la planta, permitiendo comparar con otras plantas en diseño o ya existentes.

Como se expuso anteriormente, SAM utiliza una fórmula basada en la referencia (W, 1995), mediante la cual se obtiene un LCOE de 13,64 ¢/kWh.

10.3.3.7 Resumen de los resultados obtenidos con un MS de 2.0

En este apartado se recogen los datos comentados anteriormente relativos a las simulaciones de la planta con un MS de 2.0 con el propósito de obtener una idea global de los resultados.

De igual forma que en el apartado anterior, se muestran en primer lugar los flujos de energía que se dan en la central mediante la Tabla 7. Seguidamente se encuentran los rendimientos de los procesos de transporte y transferencia de energía en la Tabla 12.

Pth incidente en el campo (MWth)	2.046.671
Pth posible incidente en el REC (MWth)	953.805
Desenfoque en CAMPO	4,33%
Desenfoque en CAMPO (MWth)	41.300
Pth incidente en el REC (MWth)	912.505
Pth posible de REC a HTF (MWth)	889.763
Desenfoque en REC (MWth)	38.930
Pth de REC a HTF (MWth)	860.142
Pérdidas en las tuberías (MWth)	11.679
HTF a STO (MWth)	848.463
Pérdidas en STO (MWth)	3.722
STO a PC (MWth)	845.314
Pe gen bruta (MWe)	352.940
Pe gen NETA a la RED (MWe)	327.488

Tabla 11. Flujos de energía durante el proceso

	SAM
Rendimiento óptico anual del campo solar (%)	46,60
Ren th REC to HTF (%)	94,26

Ren th transporte HTF a STO (%)	98,64
Ren del STO a PC (%)	99,63
Ren PC a NETA (%)	38,74
Rendimiento global (%)	16,00

Tabla 12. Rendimiento de los procesos de transporte y transferencia de energía

10.3.4 Resultados de optimización de layout MS 2.2

En este apartado se analizarán los resultados reportados por SAM relativos al rendimiento anual del receptor, el desenfoque, el rendimiento global de la planta y los parámetros económicos CAPEX, OPEX y LCOE para un MS = 2,2 tras las simulaciones correspondientes a la optimización de layout.

10.3.4.1 Rendimiento térmico anual del receptor

Al igual que con las simulaciones para los MS anteriores, se calcula el valor medio anual de este parámetro, así como su valor horario, desarrollando una serie de datos mostrados en la Ilustración 28. En esta gráfica se puede observar que la eficiencia térmica del receptor toma valores cercanos al 95%, dando lugar a un valor medio anual del 94,54%.

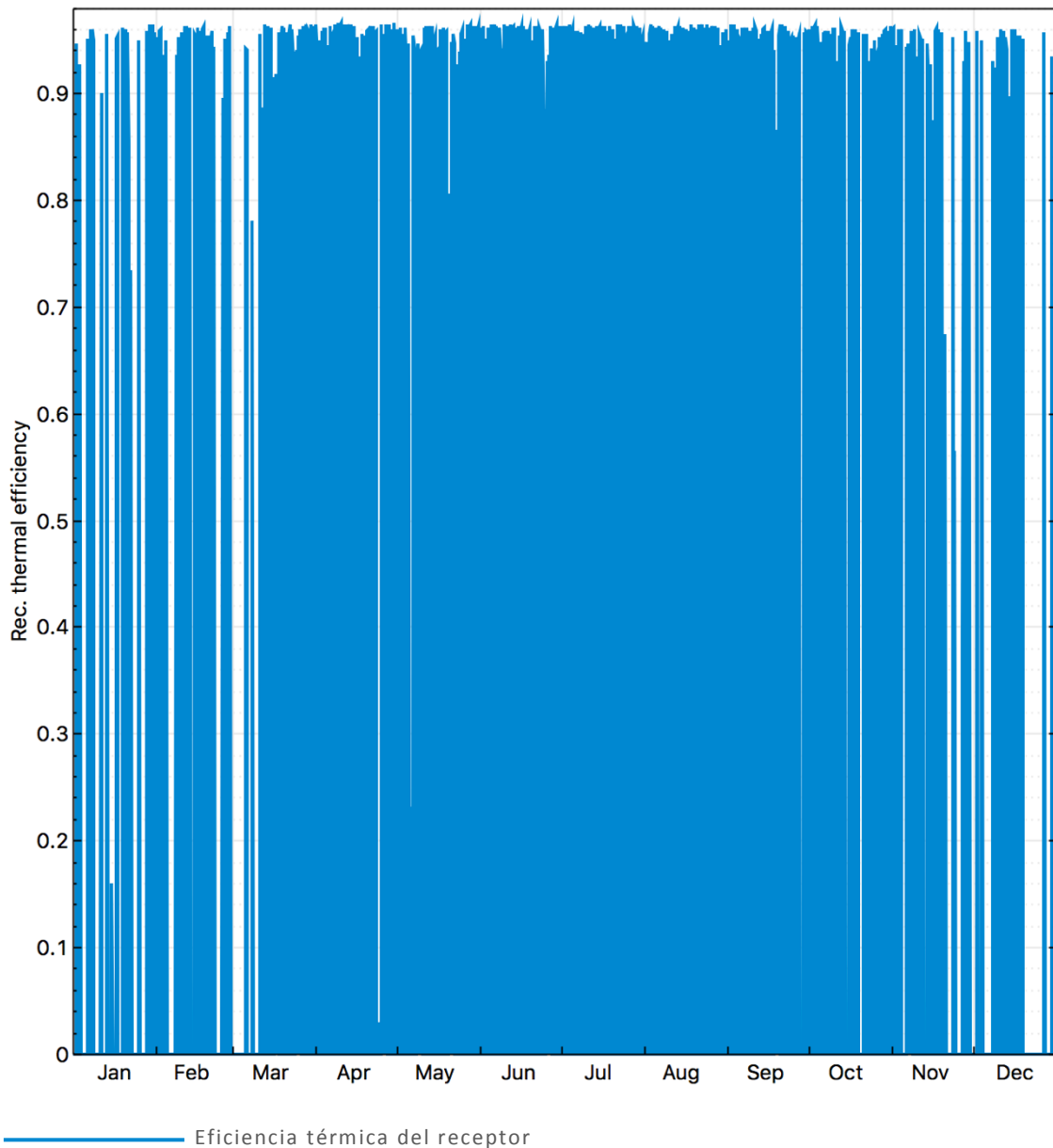


Ilustración 28. Rendimiento térmico del receptor MS 2.2

En Ilustración 28, se puede comprobar, tal y como se comentó en apartados anteriores, como disminuye el rendimiento del receptor cuando hay desenfoque debido a su dependencia indirecta. Otro motivo por el que disminuye, es debido a que la energía que llega al receptor no es la máxima que podría llegar, y el rendimiento del receptor disminuye conforme lo hace la potencia térmica incidente. La variación de la eficiencia del receptor respecto de la potencia incidente está expuesta en el apartado 10.3.3.1 .

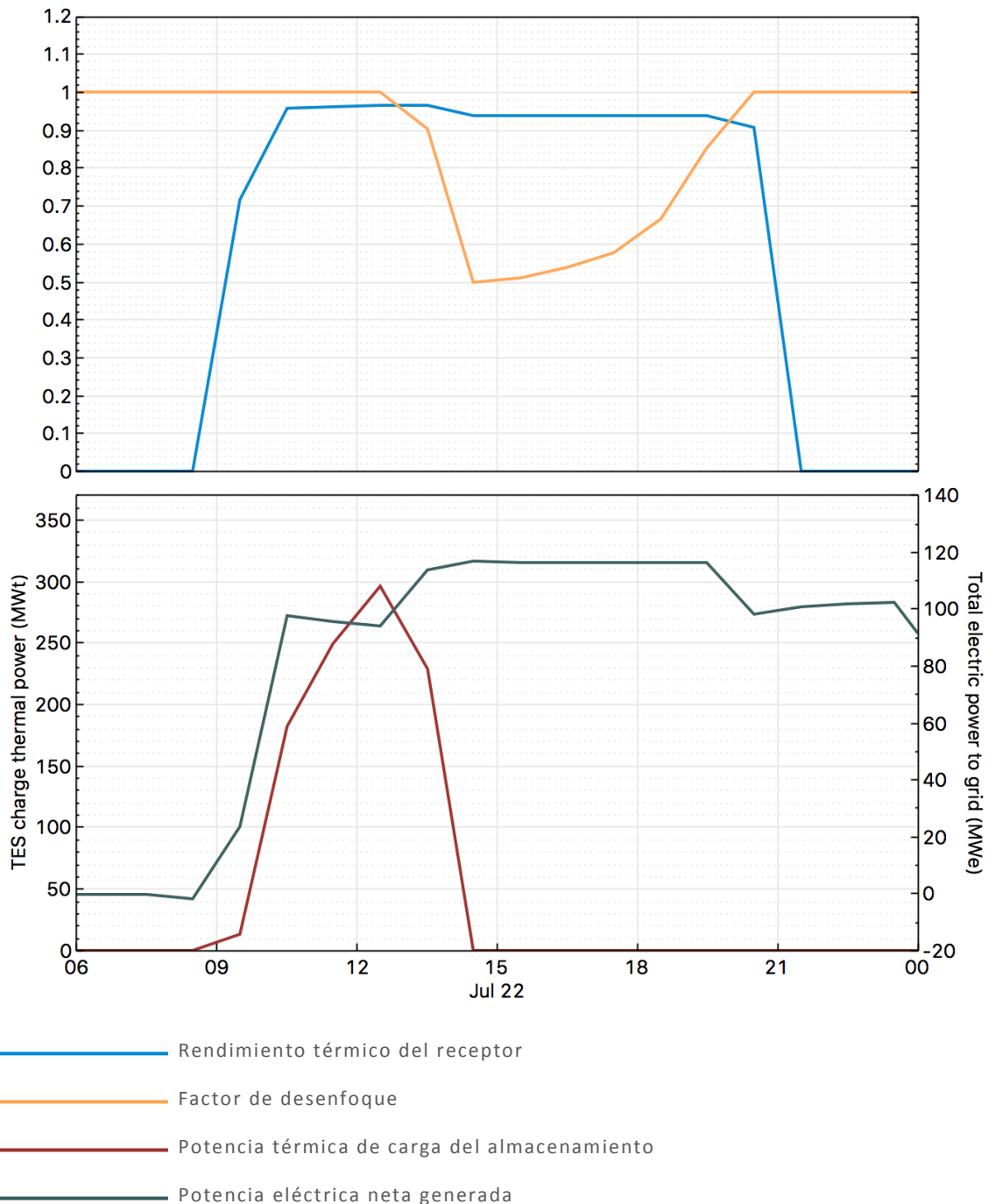


Ilustración 29. Variación del rendimiento térmico del receptor MS 2.2

10.3.4.2 Desenfoque

El desenfoque mide la energía que podría llegar al receptor, pero no lo hace debido a que se varía la posición de los heliostatos para que no reflejen los rayos solares en dirección al receptor. Los motivos por los que se produce están expuestos en el apartado 10.3.2.2.

Este desenfoque es calculado como un porcentaje, y su efecto se refleja en los cálculos correspondientes a la energía incidente en el terreno, en el receptor, etc., influyendo en el rendimiento óptico del campo solar. El valor de dicho porcentaje resultante es de un 6,51%.

Resulta interesante calcular cuánta potencia supone el porcentaje dado por SAM en términos de diferencia entre la potencia que transmite el receptor al fluido y la que transmitiría si el desenfoque fuese cero.

Para comenzar, se calcula la potencia que supondría dicho porcentaje como potencia incidente en el receptor mediante la Ecuación 30.

Una vez calculada la potencia térmica que no incide en el receptor debido al desenfoque, se puede hallar la potencia térmica que no se transmite del receptor al fluido, ya que no ha llegado al receptor. Así pues, se obtiene una potencia térmica pérdida por el desenfoque en el punto del paso del receptor al fluido caloportador de 62365 MWth.

10.3.4.3 Rendimiento global de la planta

El rendimiento global de la planta se define como la cantidad de energía eléctrica que se vierte a la red por cada unidad de energía solar que llega al campo de heliostatos.

Tal y como se expuso en el apartado 10.3.2.3 , SAM calcula los consumos parásitos individualmente y los resta a la potencia bruta generada. Tras calcular la potencia eléctrica bruta generada y restar estos consumos parásitos se halla la potencia eléctrica neta que se inyecta a la red, obteniendo finalmente un rendimiento global de la planta del 14,88%.

10.3.4.4 CAPEX

El CAPEX representa el coste de la inversión inicial necesaria para construir o poner a punto cualquier tipo de industria, negocio, etc. En el caso que atañe este proyecto, se centra en el coste de los equipos, instalaciones y obras necesarias para la construcción de la central energética termosolar estudiada.

Siguiendo el mismo procedimiento que en el apartado 10.3.2.4 , se ha elaborado la Tabla 13.

ÍTEM	COSTE
Campo de heliostatos (M\$)	166,01
Torre (M\$)	18,97
Receptor (M\$)	81,59
Sistema de almacenamiento (M\$)	31,93
BOP (M\$)	48,10
Ciclo de potencia (M\$)	94,80
Contingencias e indirectos (M\$)	119,24

Total (M\$)	560,64
--------------------	--------

Tabla 13. CAPEX desglosado por equipos

10.3.4.5 OPEX

En el apartado de costes de operación y mantenimiento (CAPEX), intervienen los costes de personal (salarios), los contratos de servicios, el consumo de materias primas y las labores de mantenimiento. Los costes de personal y los contratos de servicios serán fijos, mientras que los costes de materias primas serán variables. Los costes relativos al mantenimiento y miscelánea se tomarán un 50% fijos y el otro 50% como variables, ya que dentro de estos costes se engloban algunos que dependen del tamaño de la planta, como los costes derivados del mantenimiento del bloque de potencia, del receptor, etc. También incluyen una parte de costes fijos como edificios, sistemas eléctricos, refrigeración auxiliar, etc. Este proceso de cálculo se basa en la hoja Excel proporcionada por NREL, (NREL, COST AND PERFORMANCE DATA FOR POWER GENERATION TECHNOLOGIES, 2012). Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 14.

Como ya se comentó anteriormente, SAM permite al usuario introducir a voluntad el valor del coste fijo por capacidad y el del coste variable por generación, aunque posteriormente los calcule, necesita partir de unos valores dados.

	COSTE
Coste fijo por capacidad (\$/kW año)	68,41
Coste variable por generación (\$/MWh)	6,16
Coste anual de O&M (M\$)	8,95

Tabla 14. Costes fijos y variables del OPEX

10.3.4.6 LCOE

El LCOE o coste nivelizado de la energía, da una idea del precio que tendrá la energía producida por la planta, permitiendo comparar con otras plantas en diseño o ya existentes. En este caso se ha utilizado una ecuación de la (International Energy & Nuclear Energy, 2015).

SAM utiliza una fórmula basada en la referencia (W, 1995), obteniendo finalmente un LCOE de 13,66 ¢/kWh.

10.3.4.7 Resumen de los resultados obtenidos con un MS de 2.2

En este apartado se recogen los resultados comentados anteriormente relativos a las simulaciones de la planta con un MS de 2.2.

Pth incidente en el campo (MWth)	2.297.283
Pth posible incidente en el REC (MWth)	1.013.897
Desenfoque en CAMPO	6,51%
Desenfoque en CAMPO (MWth)	65.969
Pth incidente en el REC (MWth)	947.928
Pth posible de REC a HTF (MWth)	962.121
Desenfoque en REC (MWth)	62.366
Pth de REC a HTF (MWth)	896.152
Pérdidas en las tuberías (MWth)	11.734
HTF a STO (MWth)	884.418
Pérdidas en STO (MWth)	3.730
STO a PC (MWth)	881.236
Pe gen bruta (MWe)	368.597
Pe gen NETA a la RED (MWe)	341.778

Tabla 15. Flujos de energía durante el proceso

Rendimiento óptico anual del campo solar (%)	41,26
Ren th REC to HTF (%)	94,54
Ren th transporte HTF a STO (%)	98,69
Ren del STO a PC (%)	99,64
Ren PC a NETA (%)	38,78
Rendimiento global (%)	14,88

Tabla 16. Rendimiento de los procesos de transporte y transferencia de energía

10.3.5 Comparación de los resultados de optimización y discusión de mejora

A continuación, se comparan los resultados obtenidos mediante los dos procesos de optimización de SAM con el objetivo de cuantificar la mejora conseguida al optimizar el conjunto de torre, receptor y campo de heliostatos respecto del método de optimización del layout.

El nuevo método de optimización consta de un proceso iterativo en el que el usuario decide varios parámetros del proceso como el paso entre simulaciones y la tolerancia de convergencia. También se decide cuando dejar de optimizar o si se quieren utilizar o descartar los resultados obtenidos. Para este proyecto se ha partido de las dimensiones del caso base como cifras de inicio para las iteraciones, las cuales se han iniciado con un paso de 0.005 y una tolerancia de convergencia de $1e-6$.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos variando el múltiplo solar de igual forma que en los apartados anteriores. Se han obtenido los siguientes resultados de diseño tras la optimización geométrica, mostrados en la Tabla 17:

	MS = 1.8	MS = 2.0	MS = 2.2
Número de heliostatos	7652	8560	9533
Altura de la torre (m)	164,08	169,84	172,30
Altura del receptor (m)	19,60	19,93	21,83
Diámetro del receptor (m)	14,76	15,73	16,46
Rendimiento óptico anual del campo solar (%)	46,98	44,44	41,67
Rendimiento térmico anual del receptor (%)	95,31	95,25	95,09
Rendimiento global de la planta (%)	17,03	16,14	15,14
Desenfoque (%)	2,13	4,20	6,42
Energía eléctrica generada neta (MWh)	309277	327904	342492
CAPEX (M\$)	504,54	533,59	564,55

OPEX (\$/MWh)	6,47	6,26	6,26
LCOE (¢/kWh)	13,21	13,09	13,18

Tabla 17. Resultados de la optimización geométrica

Tras obtener los resultados de la optimización geométrica se comparan con los resultados de la optimización del layout obtenidos en los apartados anteriores, generando las siguientes tablas:

Número de heliostatos	Layout	Geométrica
MS = 1.8	7653	7652
MS = 2.0	8624	8560
MS = 2.2	9680	9533

Tabla 18. Comparación del número de heliostatos

Desenfoco (%)	Layout	Geométrica
MS = 1.8	2,25	2,13
MS = 2.0	4,33	4,20
MS = 2.2	6,51	6,42

Tabla 19. Comparación del desenfoque

Rendimiento global (%)	Layout	Geométrica
MS = 1.8	17,02	17,03
MS = 2.0	16,00	16,14
MS = 2.2	14,88	15,14

Tabla 20. Comparación del rendimiento global

Energía eléctrica neta producida (MWh)	Layout	Geométrica
MS = 1.8	296726	309277
MS = 2.0	314389	327904
MS = 2.2	328107	342492

Tabla 21. Comparación de la energía eléctrica neta producida

CAPEX (M€)	Layout	Geométrica
MS = 1.8	512,54	504,54
MS = 2.0	535,58	533,59
MS = 2.2	560,64	564,55

Tabla 22. Comparación del CAPEX

OPEX (\$/MWh)	Layout	Geométrica
MS = 1.8	6,47	6,47
MS = 2.0	6,26	6,26
MS = 2.2	6,16	6,26

Tabla 23. Comparación del OPEX

LCOE (¢/kWh)	Layout	Geométrica
MS = 1.8	13,90	13,21
MS = 2.0	13,64	13,09
MS = 2.2	13,66	13,18

Tabla 24. Comparación del LCOE

Como se puede comprobar en todas las tablas, la optimización conjunta de layout, altura de la torre y dimensiones del receptor, aporta siempre soluciones mejores que la mera optimización del layout.

Resulta curioso como teniendo un número similar de heliostatos, sobre todo para el MS = 1.8, y siendo el receptor calculado mediante la optimización geométrica más pequeño que el del caso base, el desenfoque se reduce y la energía generada anualmente aumenta, por lo que disminuye el coste específico de la energía.

Si se observa la Tabla 24, se puede calcular el porcentaje de mejora de la optimización geométrica respecto a la de layout. Por ejemplo, para el MS = 1.8, se tiene una mejora del 5%, para el MS = 2.0 hay una mejora del 4.2% mientras que con un MS de 2.2 se obtiene una mejora del 3.5%.

Estos resultados ponen de manifiesto que el software de CENER tiene un gran potencial que podría mejorar considerablemente sus diseños optimizando el conjunto campo de heliostatos, torre y receptor, pudiendo suponer mejoras del orden del 3 – 5%.

11 Conclusiones

El objetivo de este trabajo era doble, por un lado, se trataba de implementar un modelo económico en el software de CENER, mientras que, una vez implementado dicho modelo, se ha comparado el método de diseño de CENER con el de una herramienta comúnmente utilizada como es SAM, para posteriormente analizar la mejora que se produce entre las dos opciones de optimización de SAM.

La elaboración del módulo económico se llevó a cabo tomando como guía el modelo seguido por el programa de diseño de centrales de receptor central DELSOL3, codificando finalmente el módulo en lenguaje C++ mediante el entorno de programación DEV – C++.

En cuanto a la comparación de los dos programas de diseño, se ha comprobado que el software de CENER ofrece unos resultados en cuanto a la eficiencia del campo solar bastante mejores que los de SAM para los tres casos simulados. Puesto que el diseño del software de CENER se ha centrado principalmente en mejorar la eficiencia del campo de heliostatos, se puede decir que el software desarrollado cumple con los objetivos.

Una vez finalizada la comparación entre los dos procesos de optimización, se abordó una propuesta de mejora en cuanto a dicho proceso se trataba, con el fin de mostrar el potencial disponible en este apartado del diseño. Para ello se compararon las dos formas de optimizar que permite el programa SAM, una optimizando solamente el layout (al igual que hace CENER) y otra optimizando en conjunto el layout, la altura de la torre y las dimensiones del receptor. Finalmente se demostró que la optimización conjunta ofrece unos resultados de diseño mucho mejores que la mera optimización del layout.

Vistos los resultados de ambas comparaciones, se tiene como conclusión final que el software de CENER tiene bastante potencial basados, en la posibilidad de optimizar en conjunto elementos como la torre, el receptor y el campo de heliostatos, pudiendo albergar mejoras estimadas entorno al 6 – 8% en sus diseños, basándose en las mejoras obtenidas en la comparación de los dos métodos de optimización de SAM.

12 Referencias

- Acciona. (2009). *Acciona Energía*. Obtenido de <http://www.acciona-energia.com/es/areas-de-actividad/otras-tecnologias/termosolar/>
- Alibaba. (2017). *Alibaba*. Recuperado el 22 de 03 de 2017, de <https://spanish.alibaba.com/f/precio-transformador-100-kva.html>
- Amaia Mutuberria, J. P. (2014). *Comparison of Heliostat Field Layout Design methodologies and impact on power plant efficiency*. Pamplona: CENER, Centro Nacional de Energía Renovable.
- Cañones, D. A. (2014). Obtenido de Slideshare: <https://es.slideshare.net/davidcanonescastellano/diseo-y-optimizacin-de-centrales-solares-de-receptor-central>
- Cobra, G. (2011). *Grupocobra*. Obtenido de <http://www.grupocobra.com/business/project/andasol-1-solar-thermal-power-plant/#0>
- Energética Futura. (2010). Obtenido de Energética Futura: <https://energeticafutura.com/blog/la-primera-planta-solar-del-mundo-con-tecnologia-linear-fresnel-estara-en-murcia/>
- Eurisa. (2017). *Eurisa Euro Electric Industria*. Recuperado el 22 de 03 de 2017, de http://www.eurisa.es/es/tarifas_cables.html
- Ferrostaal. (2010). Obtenido de Foroenergías: <http://foroenergias.blogspot.com.es/2010/10/anuncian-la-instalacion-de-la-primera.html>
- Garrido, S. G. (2013). En *CENTRALES TERMOSOLARES CCP: Fundamentos técnicos, principales equipos y sistemas*. Renovetec.
- Helioscsp. (2015). Obtenido de Helioscsp: <http://helioscsp.com/cleanergy-to-unveil-dubai-concentrated-solar-power-csp-project/>
- International Energy, A., & Nuclear Energy, A. (2015). *Projected Costs of Generating Electricity*. Paris.
- IRENA. (2012). *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Concentrating Solar Power*.
- Kistler, B. L., & Sandia. (1986). *A User's Manual for DELSOL3: A Computer Code for Calculating the Optical Performance and Optimal System Design for Solar Thermal Central Receiver Plants*. Albuquerque, New Mexico.

- Laboratories, S. N. (1978). *Conceptual Design of Advanced Central Receiver Power Systems (Sodium Cooled Receiver Concept)*. Atomics International.
- Loh, H., Lyons, J., & White III, C. (2002). *Process Equipment Cost Estimation Final Report*. Morgantown, WV.
- Lovegrove, K., & Stein, W. (2012). *Concentrating Solar Power and Systems. Principles, developments and applications*. Cambridge: Woodhead Publishing Limited.
- Mártel, I. (Septiembre de 2016). *Energía solar termoeléctrica, una alternativa real a los combustibles fósiles*. Obtenido de Público: <http://blogs.publico.es/ignacio-martil/2016/09/09/energia-solar-termoelectrica-una-alternativa-real-a-los-combustibles-fosiles/>
- Marietta Corp, M. (1978). *Conceptual Design of Advanced Central Receiver Power Systems Phase I*. Black and Veatch Consulting Engineers.
- Neumann, A. (s.f.). *4.1 Solar thermal power plants*. Heinloth, K. (ed.). SpringerMaterials - The Landolt-Börnstein Database.
- NREL. (2012). *COST AND PERFORMANCE DATA FOR POWER GENERATION TECHNOLOGIES*. Black & Veatch.
- NREL, Turchi, C. S., & Garvin, A. (2013). *Molten Salt Power Tower Cost Model for the System Advisor Model (SAM)*. Heath National Renewable Energy Laboratory.
- Prysmian. (2016). *Soluciones Para Baja Tensión cables y accesorios*. Vilanova i la Geltrú: Prysmian Group.
- Prysmian. (2016). *Soluciones Para Media Tensión cables y accesorios*. Vilanova i la Geltrú: Prysmian Group.
- Randall W. Whitesides, P. (2012). *Process Equipment Cost Estimating by Ratio and Proportion*. Obtenido de <http://www.pdionline.com/courses/g127/g127content.pdf>
- Reddy, R. G. (2012). *Novel Molten Salts Thermal Energy Storage for Concentrating Solar Power Generation*. Alabama: DE-Solar Energy Technologies Program.
- School of Physics University of Sydney. (s.f.). Obtenido de <http://www.physics.usyd.edu.au/app/research/solar/clfr.html>
- SENER. (2012). Obtenido de sener: http://www.sener.es/revista-sener/es/n44/al_da_nuevos_mercados.html
- Sevilla, B. u. (s.f.). *E-REdING Trabajo y Proyectos de Fin de Estudios de la E.T.S.I.* Obtenido de <http://bibing.us.es/proyectos/>
- Silva Pérez, M. A. (2016). *Centrales Termosolares*. Sevilla: GIE.
- Solís, C. A. (2009). *Diseño y Estudio de una Planta Termoeléctrica con Tecnología de Torre Central*.

Stillings, J. (2014). Obtenido de jameystillings: <https://www.jameystillings.com/ivanpah-multimedia>

SunSlew. (s.f.). *SunSlew*. Obtenido de <http://otq.sunslewttech.com/solar-tracker/csp-solar-tracker/12-inch-worm-gear-solar-tracker-with-motor.html>

Téllez, F., Zarza, E., & Martíne, D. (2009). *Tecnología de concentración solar: La segunda oportunidad*. Almería: Plataforma Solar de Almería-CIEMAT.

W, S. (1995). *Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies*. (N. R. NREL, Ed.)

