



Universidad
Carlos III de Madrid

TRABAJO FIN DE GRADO
Ingeniería Mecánica

Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos

OPTIMIZACIÓN DEL ALMACENAMIENTO
PARA CENTRALES SOLARES DE
CONCENTRACIÓN

Autora: Natalia Rayo García

Tutor: Domingo Santana Santana

Octubre 2016





OPTIMIZACIÓN DEL ALMACENAMIENTO EN CENTRALES SOLARES DE CONCENTRACIÓN

Autora: Natalia Rayo García

Tutor: Domingo Santana Santana

Tribunal calificador:

Presidente:

Vocal:

Secretario:

Calificación:

Leganés, Octubre de 2016





Índice

Índice de figuras	7
Índice de tablas	9
Resumen	11
Capítulo 1. Introducción	12
1.1. Motivación	12
1.2. Objetivos	13
1.3. Contenido.....	14
Capítulo 2. Antecedentes.....	17
2.1. Introducción	17
2.2. El Sol y la radiación solar.....	17
2.3. Plantas termosolares.....	19
2.3.1. Fresnel	19
2.3.2. Torre	20
2.3.3. Cilindro parabólico	21
2.3.4. Comparación de las plantas.....	27
2.4. Proyectos actuales de plantas termosolares.....	28
2.5. Ventajas de la energía termosolar	31
Capítulo 3. Sistema de almacenamiento	34
3.1. Introducción	34
3.2. Tipos de tecnología para el almacenamiento.....	34
3.3. Tanques de almacenamiento.....	43
3.4. Orientación del campo solar	45
3.5. Ventajas del almacenamiento térmico	45
Capítulo 4. Método de cálculo	47
4.1. Introducción.....	47



4.2.	Configuración del modelo	49
4.3.	Configuración del campo solar	55
4.4.	Ciclo de carga. Módulo de decisión 1	60
4.5.	Almacenamiento	65
4.6.	Ciclo de descarga. Módulo de decisión 2	66
4.7.	Calentadores auxiliares	72
4.8.	Bloque de potencia	74
Capítulo 5. Resultados		76
5.1.	Introducción	76
5.2.	Funcionamiento de la planta	76
5.3.	Validación del emplazamiento en España	92
5.4.	Optimización energética	93
5.5.	Optimización de la rentabilidad	98
5.6.	Conclusión de la optimización	106
Costes		107
Capítulo 6. Conclusiones		113
Introducción		113
Conclusiones		113
Líneas futuras		114
Nomenclatura		116
Referencias		118

Índice de figuras

Figura 1. Evolución de la tecnología solar	12
Figura 2. Radiación normal directa	18
Figura 3. Principio de funcionamiento de colectores Fresnel	19
Figura 4. Principio de funcionamiento de una central de Torre	20
Figura 5. Central termosolar cilindro parabólica.....	21
Figura 6. Esquema de una central CCP	22
Figura 7. Orientaciones principales del eje de giro de un colector cilindro parabólico .	24
Figura 8. Proyectos de centrales termosolares a nivel mundial.....	28
Figura 9. Producción termosolar	29
Figura 10. Central Termosol.....	30
Figura 11. Central Solana	31
Figura 12. Suministro continuo de electricidad.....	33
Figura 13. Suministro de electricidad para cubrir picos de demanda.....	33
Figura 14. Esquema CCP con dos tanques de almacenamiento de sales fundidas.....	36
Figura 15. Almacenamiento termoclino	37
Figura 16. Esquema CCP con almacenamiento termoclino	38
Figura 17. Sistema en lecho de rocas	38
Figura 18. Esquema de central con almacenamiento térmico con cambio de fase	41
Figura 19. Central termosolar con almacenamiento termoquímico	42
Figura 20. Tanques de almacenamiento	43
Figura 21. Cimentación de los tanques de almacenamiento.....	44
Figura 22. Configuración de parámetros	50
Figura 23. Configuración de entradas/salidas	50
Figura 24. Configuración de “Real-Time Workshop”.....	51
Figura 25. Resolución del modelo.....	54
Figura 26. Distribución de temperaturas a lo largo de una fila de colectores	59
Figura 27. Diagrama de bloques del ciclo de carga.....	62
Figura 28. Ejemplo de diagrama de bloques en Simulink.....	63
Figura 29. Diagrama de bloques del ciclo de descarga	71
Figura 30. Diagrama de bloques del Caso 2 del ciclo de descarga	71
Figura 31. Diagrama de bloques del Caso 3 del ciclo de descarga	72



Figura 32. Diagrama de bloques de los calentadores auxiliares.....	74
Figura 33. Energía almacenada anualmente	77
Figura 34. Variación de la energía almacenada diaria.....	78
Figura 35. DNI - Energía almacenada para una planta de 156 lazos y 8 horas de almacenamiento	78
Figura 36. DNI - Energía almacenada para una planta de 156 lazos y 4 horas de almacenamiento	79
Figura 37. DNI - Energía almacenada para una planta de 312 lazos y 8 horas de almacenamiento	80
Figura 38. Ciclo de carga y descarga.....	81
Figura 39. Casos del ciclo de carga	82
Figura 40. Casos 2.2 y 2.3 del ciclo de carga	83
Figura 41. Energía almacenada para un día de invierno.....	84
Figura 42. Carga en un día de invierno	85
Figura 43. Casos del ciclo de descarga.....	86
Figura 44. Casos 2 y 3.3 del ciclo de descarga.....	86
Figura 45. Caso 3.4 del ciclo de descarga	87
Figura 46. Casos 2 y 3.3 del ciclo de descarga.....	88
Figura 47. Reparto de energía y generación eléctrica	88
Figura 48. Ampliación del reparto de energía y la generación eléctrica	89
Figura 49. Reparto de energía.....	89
Figura 50. Reparto de energía en verano	90
Figura 51. Reparto de energía en invierno	91
Figura 52. T off-on	92
Figura 53. Matriz de simulación de generación eléctrica.....	94
Figura 54. Energía generada con almacenamiento	97
Figura 55. Energía generada sin almacenamiento	97
Figura 56. Matriz de simulación de CAPEX.....	100
Figura 57. Matriz de simulación de OPEX	101
Figura 58. Matriz de simulación de las ganancias.....	103
Figura 59. Matriz de simulación del LEC	104
Figura 60. LEC en 2D	105
Figura 61. Coste de inversión.....	108



Índice de tablas

Tabla 1. Comparación de potencia y electricidad de los 3 tipos de plantas	27
Tabla 2. Configuración “Simulation time”	49
Tabla 3. Configuración “Solver options”	50
Tabla 4. Configuración “Data Import/Export”	50
Tabla 5. Configuración “Real-Time Workshop”	51
Tabla 6. Definición de variables.....	54
Tabla 7. Rendimiento de la turbina	75
Tabla 8. Matriz de simulación de generación eléctrica	94
Tabla 9. Matriz de simulación del CAPEX	100
Tabla 10. Matriz de simulación del OPEX.....	101
Tabla 11. Matriz de simulación de las ganancias	102
Tabla 12. Matriz de simulación del LEC.....	104
Tabla 13. Conclusión de la optimización	106
Tabla 14. Costes de cada subsistema.....	108
Tabla 15. Coste del sistema de captación de la energía solar.....	109
Tabla 16. Coste del sistema de conversión de la energía solar en térmica.....	110
Tabla 17. Coste del sistema de almacenamiento de energía térmica.....	111
Tabla 18. Coste del bloque de potencia.....	111
Tabla 19. Coste de ingeniería y margen EPC.....	112





Resumen

Uno de los grandes problemas de la generación eléctrica que utiliza técnicas que dependen en gran medida de las condiciones climatológicas es la dificultad para disponer de energía cuando se necesita. La generación eléctrica se produce cuando existen condiciones favorables, no cuando existe un consumo. Este hecho tiene dos consecuencias: por un lado, es necesario poder prever con exactitud la energía eléctrica que generará una determinada instalación y, por otro, hay que generar energía cuando exista demanda.

Ambos problemas podrían solventarse si la energía se generase cuando las condiciones fuesen favorables, y consumirse cuando se requiriese. Esto supone introducir un “almacén” que permita acompasar los ritmos de producción y demanda.

Este Trabajo se basará en este principio. Se programará un modelo que permita simular una planta con sistema de almacenamiento térmico, ofreciendo la posibilidad de variar ciertos parámetros y así poder abarcar cualquier planta en el emplazamiento que se desee.

Se analizará el funcionamiento de la planta para su posterior optimización tanto energética como rentable. El punto óptimo más adecuado será aquel que resulte más rentable y con el que se puedan obtener los mayores beneficios.

Por último, se realizará un análisis del coste de inversión de una central termosolar detallado, seguido de unas conclusiones en las que se abordarán las líneas futuras que puede seguir este Trabajo.

Capítulo 1. Introducción

1.1. Motivación

La lucha contra el cambio climático se ha convertido en una acción primordial en los últimos años. De ahí que, de unos años a esta parte, el desarrollo de las energías renovables haya aumentado significativamente.

La energía solar es, a día de hoy, una de las formas de energía no consumibles que más ha evolucionado. A pesar de ello, aún es necesario un desarrollo mayor para que, en un futuro próximo, gran parte de la sociedad pueda abastecerse de este tipo de energía, prescindiendo de las energías no renovables.

España posee una importante presencia de energía solar, y en los últimos años ha aumentado su producción de forma importante. La imagen que se observa a continuación representa la evolución de esta tecnología a lo largo de los últimos 7 años, cuya última actualización corresponde al mes de agosto de 2016.

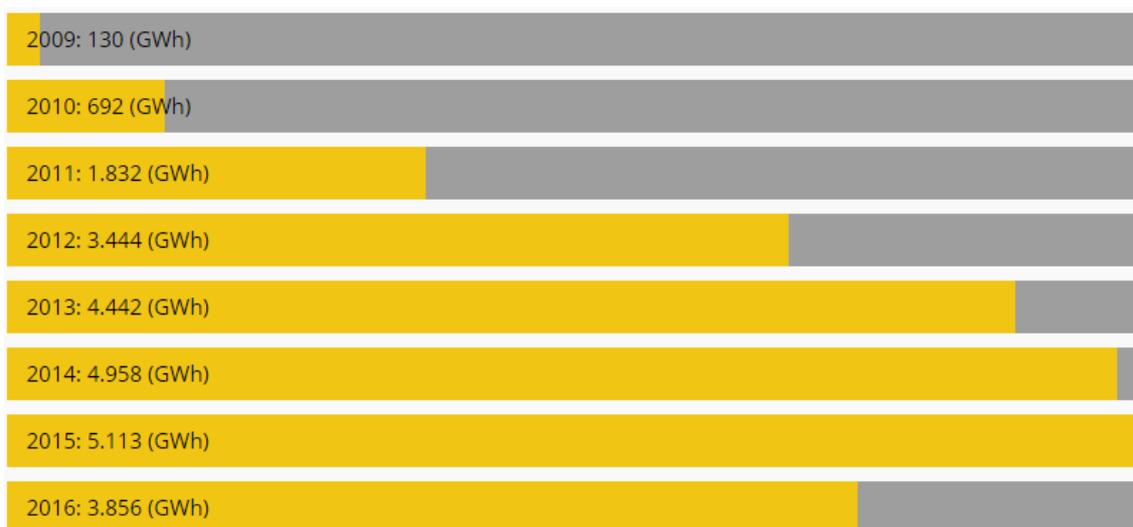


Figura 1. Evolución de la tecnología solar



Uno de los grandes problemas de esta tecnología residía en la producción de energía eléctrica en períodos de ausencia de Sol. Para solucionar este problema tan relevante, se comenzó a estudiar la posibilidad de almacenar energía en forma de calor durante el día para así poder usarla en momentos de falta de Sol, de manera que la planta pueda ser autosuficiente y no necesite depender de combustibles fósiles para la producción de electricidad en ningún momento del día.

Este ha sido uno de los avances más significativos respecto a la energía termosolar ya que, desde que se implantaron centrales con almacenamiento térmico, la producción ha aumentado considerablemente, poniéndose a la cabeza de las tecnologías solares.

1.2. Objetivos

El objetivo de este proyecto es el estudio de la optimización, tanto energética como económica, del almacenamiento en centrales solares de concentración de tipo cilindro parabólico. Este estudio se llevará a cabo para la central termosolar Andasol-1, situada en la provincia de Granada, en España. Esta planta cuenta con 156 lazos y dispone de un sistema de almacenamiento que permite proporcionar potencia al bloque de potencia durante 7.5 horas. Para dar solución a este Trabajo, previamente tendrán que cumplirse diversas metas:

- Configurar el campo solar a partir de los datos de partida, aplicándole pérdidas térmicas y ópticas
- Programar el ciclo de carga del sistema de almacenamiento, para que, en función de las condiciones que se expondrán en detalle en este capítulo, el tanque cargue una cantidad u otra de potencia
- Acumular la energía almacenada en el tanque
- Programar el ciclo de descarga del sistema de almacenamiento de forma que, en función de la potencia de la que disponga el tanque, descargue una cantidad u otra
- Programar el bloque de potencia para poder calcular la energía eléctrica que se produce en cada momento



- Optimizar la planta diseñada en función de la máxima energía que es capaz de almacenar
- Optimizar la planta diseñada en función de la rentabilidad obtenida
- Comparar las dos optimizaciones para elegir cuál es la más adecuada
- Realizar un análisis de inversión detallado de la planta

1.3. Contenido

En el *Capítulo 2*, se desarrollan unos antecedentes en los que se exponen los principales tipos de tecnologías termosolares, comparándolas en cuanto a potencia instalada y electricidad producida se refiere. La cilindro parabólica se explica en detalle, analizando la composición del campo solar, el almacenamiento térmico, el bloque de potencia y el fluido caloportador que poseen. Además, se comentan dos proyectos actuales de plantas termosolares, uno en España, y otro en Estados Unidos, además de un mapa con los proyectos a nivel mundial que poseen almacenamiento térmico. Por último, se explican las ventajas que distinguen a la energía termosolar de otro tipo de energías.

A continuación, y dentro del *Capítulo 3* se realiza un análisis detallado del sistema de almacenamiento, explicando los diferentes tipos de tecnología de almacenamiento que existen, como son el almacenamiento térmico en forma de calor sensible, con cambio de fase o termoquímico. El almacenamiento de este Trabajo se llevará a cabo en forma de calor sensible con dos tanques de sales fundidas, que aumentará de temperatura cuando almacenen este calor. Por otro lado, se analiza la construcción y cimentación de los tanques de almacenamiento, además de la orientación del campo solar, que puede ser Norte-Sur o Este-Oeste. Esta última orientación será la más habitual. Por último, se analizarán las ventajas que supone el almacenamiento térmico.

En el *Capítulo 4* se lleva a cabo la configuración del campo solar, ya que, en un principio, sólo se disponen de los siguientes datos relativos a la planta Andasol-1:

- Número de lazos
- SCA/lazos
- Apertura de cada SCA



Con estos datos se calcula el área total del campo solar y, posteriormente, la potencia que genera. A esta potencia será necesario aplicarle ciertos factores que inducen unas pérdidas, con lo que se obtiene la potencia total del campo solar de la que se dispone. Una vez hecho esto, se programan los ciclos de carga y descarga del sistema de almacenamiento, así como un bloque que permita calcular la energía que está almacenada en cada momento. Por último, se programa el bloque de potencia para así poder obtener la potencia que genera la turbina, que funciona a máxima potencia durante las 24 horas del día, y, después, la generación eléctrica a lo largo de un año. Por otro lado, se programarán los calentadores auxiliares que evitarán la congelación de las sales de las que están compuestas los tanques de almacenamiento; así, cuando el tanque llegue a una temperatura determinada, el calentador auxiliar entrará en funcionamiento calentando dichas sales y evitando su congelación. Es importante mencionar que estos calentadores estarán alimentados con baterías eléctricas, de modo que en ningún momento consumirán energía procedente de combustibles fósiles para poder funcionar.

En *Capítulo 5* se analizan diversas gráficas obtenidas mediante la simulación del código programado para una planta con 156 lazos y 8 horas de almacenamiento. De esta forma, se analizan los modelos del ciclo de carga y descarga para días de invierno y de verano, así como la generación eléctrica y el reparto de la energía que llega al campo solar. Además, se lleva a cabo la validación del modelo, comparando los resultados obtenidos con los proporcionados por NREL. De esta forma se llega a la conclusión de que las hipótesis y las variables definidas se acercan a la realidad. Por otro lado, se lleva a cabo una optimización de la planta en lo que a energía almacenada y rentabilidad se refiere. Así, el punto óptimo de diseño de la planta en relación a la energía almacenada será aquel que sea capaz de almacenar más cantidad de energía; y el punto óptimo de diseño en relación a la rentabilidad obtenida será aquel que posea un menor LEC, es decir, el que posea menor diferencia entre las inversiones realizadas y los beneficios obtenidos. A pesar de realizar estos dos tipos de optimizaciones, la planta más óptima será aquella que resulte más rentable.

Por último, se realiza un análisis detallado del coste de inversión de la planta estudiada, que se habrá tenido que utilizar anteriormente para prever el punto óptimo referente a la rentabilidad. Además, en el *Capítulo 6* se ilustran unas conclusiones en las que se menciona la gestionabilidad y la capacidad de autosuficiencia que proporciona la



energía termosolar en centrales solares de concentración frente a otro tipo de energías renovables.



Capítulo 2. Antecedentes

2.1. Introducción

En este *Capítulo* se presentan los diferentes tipos de tecnologías termosolares, analizando en detalle la utilizada en este Trabajo y, comparándolas entre sí en cuanto a generación eléctrica. Por otro lado, se exponen dos ejemplos de centrales termosolares, situadas en España y en Estados Unidos, comentando sus principales características. En último lugar, se enumeran las principales ventajas de la energía termosolar que las diferencian de otro tipo de tecnologías.

2.2. El Sol y la radiación solar

[2] El Sol es una estrella de materia gaseosa muy caliente con un diámetro de $1.39 \cdot 10^9 m$. Es un reactor de fusión en el que cada segundo se generan 600 millones de toneladas de helio a través de la siguiente ecuación: $4p \rightarrow He^4 + 2e^- + \nu_e + 26.2MeV$. Estos procesos de fusión nuclear liberan una enorme cantidad de potencia calorífica. Se comporta prácticamente como un cuerpo negro que emite energía a una temperatura de 5780 K y que alcanza una temperatura de 20 millones de °C.

La radiación solar puede dividirse en extraterrestre, y que llega a la superficie terrestre (atraviesa la capa atmosférica).

La radiación solar extraterrestre es la radiación que llega a la Tierra procedente del Sol y que aún no ha sufrido la debilitación producida al entrar en la atmósfera. Sin embargo, esta radiación sí que va a estar sometida a una atenuación geométrica, de tal

forma que en el exterior de la atmósfera terrestre su valor es de $1.73 \cdot 10^{14} kW$, o también, $1353 W/m^2$, que es el valor de la constante solar.

Al atravesar la capa atmosférica, la radiación va a ser difundida y absorbida, incluso reflejada. De esta manera, la radiación que llega a la superficie terrestre se divide en directa, difusa y albedo. La radiación directa es la radiación solar recibida en la superficie terrestre sin que haya sufrido ningún cambio de dirección en su recorrido. La radiación difusa es la componente de la radiación solar recibida en la superficie terrestre después de que los procesos de dispersión por la atmósfera hayan modificado su recorrido. La radiación de albedo es la componente de la radiación solar procedente de la reflexión del suelo.

La radiación solar incidente sobre la superficie de la Tierra va a estar sujeta a variaciones, como las ocasionadas por las diferentes estaciones, las imprevisibles condiciones meteorológicas, etc.

A continuación, se muestra una imagen de la radiación normal directa que llega a la superficie.

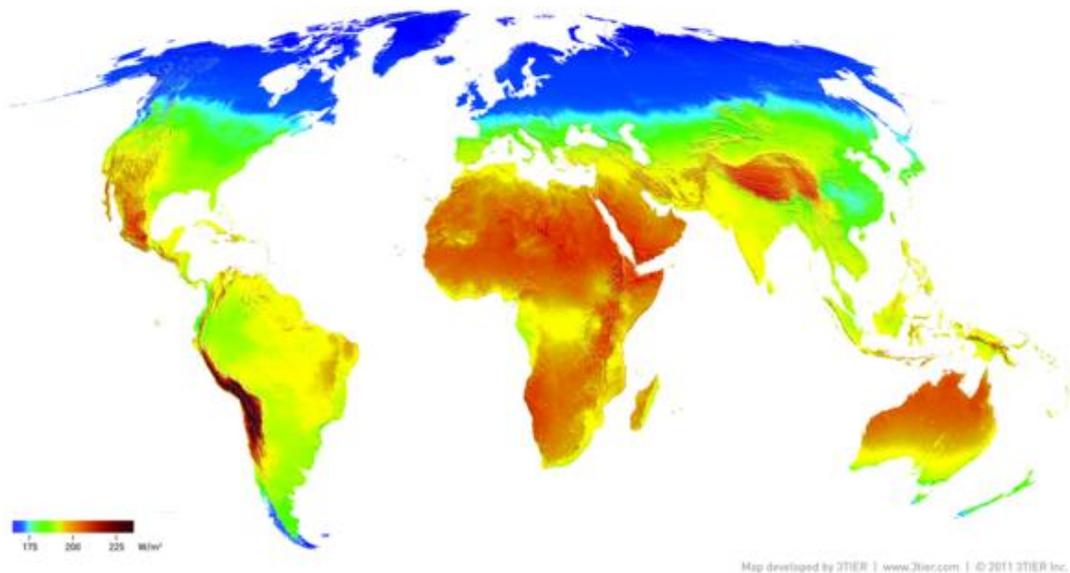


Figura 2. Radiación normal directa

Puede observarse que la radiación normal directa alcanza los valores más elevados en el hemisferio sur y sobre todo en las zonas desérticas y de los trópicos, de manera que es lógico pensar que esos serán los lugares donde resulte más interesante instalar una central termosolar.

2.3. Plantas termosolares

2.3.1. Fresnel

Consiste en la utilización de una serie de espejos lineales que pueden rotar alrededor de su eje para dirigir los rayos reflejados hacia un receptor lineal situado por encima de ellos. Los espejos suelen ser planos o de una ligera curvatura. Generalmente, estos sistemas se están proponiendo para la generación directa de vapor de baja temperatura, acoplados directamente a turbinas de vapor. La temperatura de operación de los primeros proyectos se acerca a los 300°C aunque, actualmente, se está trabajando a temperaturas próximas a 500°C para poder acoplar estos sistemas a turbinas de alto rendimiento.

Este tipo de centrales no necesitan un fluido de intercambio de calor ni de intercambiadores de calor. En este tipo de centrales, el fluido de trabajo es vapor de agua, por lo que las centrales están equipadas con sistemas de almacenamiento de vapor.

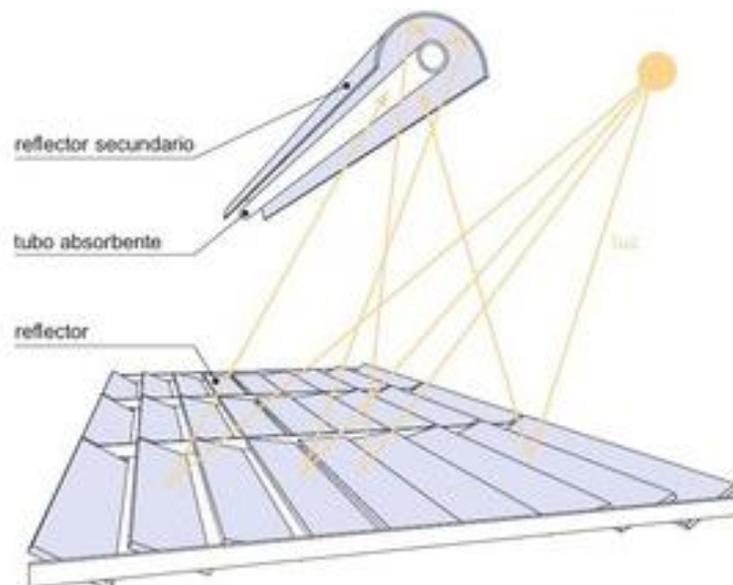


Figura 3. Principio de funcionamiento de colectores Fresnel

2.3.2. Torre

Los sistemas de torre utilizan un campo heliostatos que hacen un seguimiento individual del sol y concentran la luz solar en la parte superior de una torre. Se alcanzan temperaturas superiores a los 1000°C. La energía solar es absorbida por un fluido de trabajo y se usa para generar vapor y alimentar una turbina convencional. Las plantas de torre han demostrado ser técnicamente viables en proyectos utilizando diferentes medios de transferencia de calor (vapor, aire o sales fundidas) y con diferentes diseños de heliostatos.

Las altas temperaturas alcanzadas en las centrales de torre se pueden utilizar, además de para conducir ciclos de vapor, para alimentar turbinas de gas y sistemas de ciclo combinado.

Estas plantas tienen una buena eficiencia debido a que las temperaturas de los fluidos son más altas. Esto ocasiona un mejor rendimiento termodinámico además de facilitar el almacenamiento.

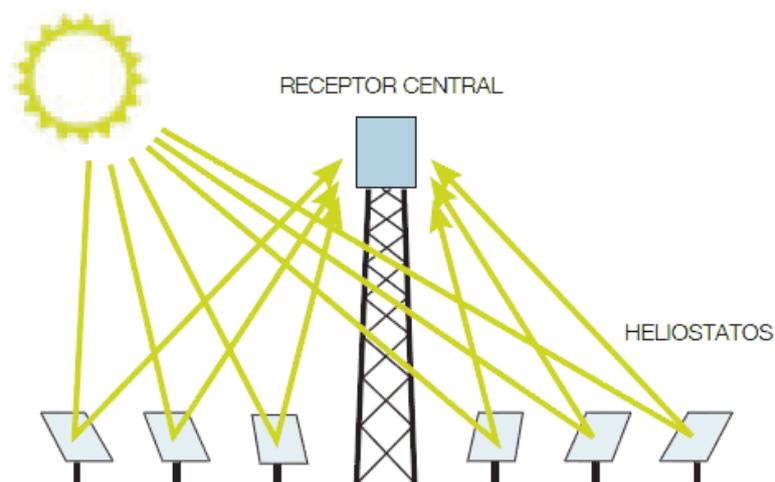


Figura 4. Principio de funcionamiento de una central de Torre

2.3.3. Cilindro parabólico

La tecnología solar cilindro parabólica es la tecnología más madura y extendida a escala comercial. Supone más del 95% de la potencia de generación termosolar instalada en el mundo.



Figura 5. Central termosolar cilindro parabólica

Consiste en la concentración de la radiación solar a lo largo de una línea recta. El fluido caloportador, esto es, el fluido que transporta la energía que es captada en los concentradores cilindro parabólicos, entra por uno de los extremos a una temperatura determinada, y sale por el otro extremo a una temperatura superior.

Se usan reflectores de espejo en forma de conducto para concentrar la luz solar en los tubos del receptor situados en la línea focal del canal. En estos tubos circula un fluido de transferencia de calor, como por ejemplo agua o aceite sintético. Se calienta a unos 400 °C por los rayos solares concentrados y se bombea a una serie de intercambiadores de calor para producir vapor sobrecalentado. Este vapor se convierte en energía eléctrica en un generador de turbina de gas convencional. Además, la energía en forma de calor que no se utilice en el bloque de potencia, se podrá almacenar para su posterior uso en tanques de almacenamiento.

El esquema de una central termosolar de CCP es el siguiente:

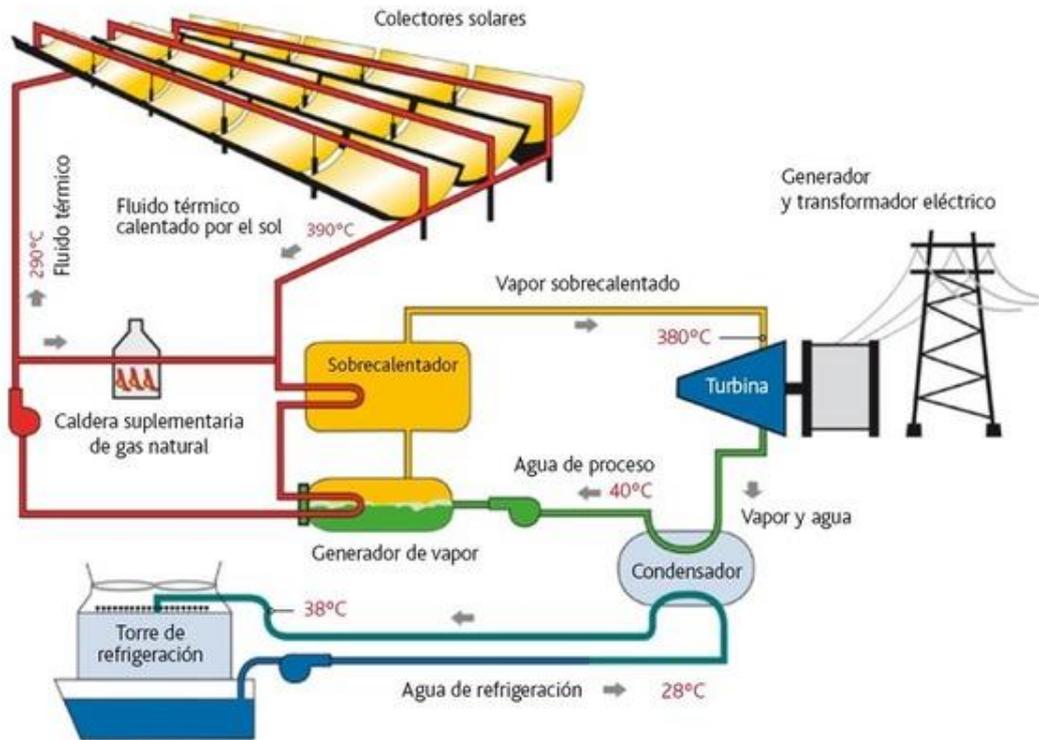


Figura 6. Esquema de una central CCP

Las partes principales de este tipo de centrales son: el campo solar, el sistema de almacenamiento térmico y el bloque de potencia, además del fluido caloportador.

El campo solar

[2] Es el lugar donde se realiza la captación de radiación solar para su posterior transferencia en forma de calor al HTF. Consiste en una superficie de terreno cubierto de módulos captadores de radiación solar. Los principales componentes del campo solar son los siguientes:

- *Colector.* Un colector solar es una especie de intercambiador de calor que transforma la radiación solar en energía térmica. Se puede decir que el colector solar consiste en un concentrador cilindro parabólico que refleja la radiación solar directa sobre la línea focal de la parábola. El colector está compuesto por tres partes:



○ *El espejo reflector*

Su objetivo es reflejar la radiación solar que incide sobre él y proyectarla de forma concentrada sobre el tubo absorbedor, que está situado en la línea focal del espejo reflector.

○ *El tubo absorbedor*

Es el encargado de convertir la radiación solar concentrada en energía térmica que transporta el fluido calorífero. El tubo absorbedor a su vez está compuesto por dos tubos concéntricos: uno interior metálico, por el que circula el fluido calorífero, y otro exterior, de cristal, que tiene un doble cometido: por un lado, proteger el recubrimiento de las incidencias meteorológicas, y reducir las pérdidas térmicas por convección en el tubo absorbedor. Entre estos dos tubos se hace el vacío para que no se degrade la superficie selectiva.

○ *El sistema de seguimiento solar*

Para poder concentrar sobre el tubo absorbedor la radiación solar, el colector CCP debe estar enfocado hacia el Sol durante el día, para lo cual necesita un mecanismo de seguimiento solar que cambie la posición del colector con el movimiento del Sol. El sistema de seguimiento más común consiste en un dispositivo que gira los reflectores cilindro parabólicos del colector alrededor de un eje.

Aunque también se han fabricado colectores cilindro parabólicos que pueden girar en dos ejes, los que lo hacen en un solo eje poseen un mejor rendimiento. Este eje se corresponde con el de elevación. A pesar de que la cantidad de energía captada por un colector con sistema de seguimiento en dos ejes es superior, las pérdidas térmicas también lo son. Además, los colectores con seguimiento en un eje tienen menor coste y salen más rentables, ya que son mecánicamente más sencillos; son también más robustos, resistiendo cargas de viento muy superiores, lo cual hace que su vida sea mayor, el índice de averías menor y mayor la cantidad de horas posibles de operación.

Normalmente, los CCPs se instalan para que su eje de giro quede orientado en la dirección Este-Oeste o Norte-Sur, aunque se pueden utilizar también orientaciones intermedias. La siguiente figura muestra las dos orientaciones más usuales.

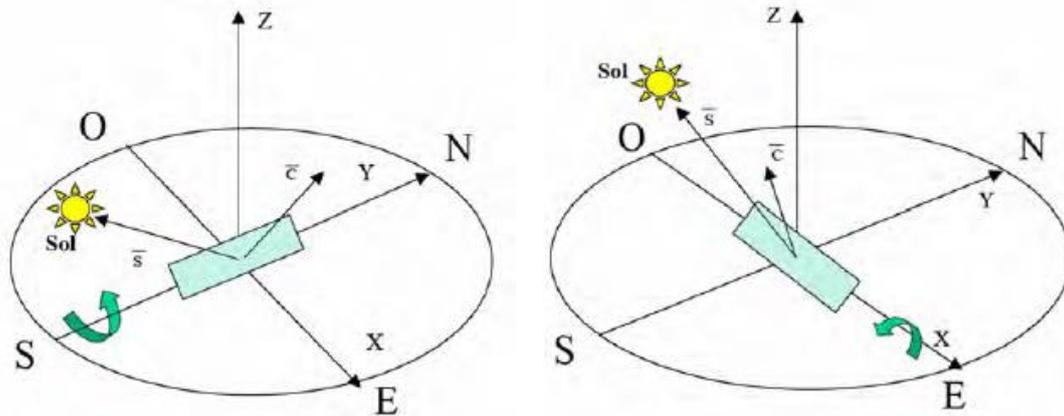


Figura 7. Orientaciones principales del eje de giro de un colector cilindro parabólico

Los módulos se agrupan en colectores, que se mueven conjuntamente para que la radiación solar siempre incida en un plano lo más perpendicular posible a la superficie de los módulos. Varios colectores se unen en serie para formar lazos, que componen la unidad mínima productiva.

Un campo solar está formado, por tanto, por un conjunto de lazos que trabajan en paralelo, y que juntos suministran la energía térmica necesaria para producir vapor.

Almacenamiento térmico

Un almacenamiento térmico fiable y de buen rendimiento es una condición básica para introducir estos sistemas de producción de electricidad en el mercado. Los sistemas de almacenamiento térmico se caracterizan porque tanto las entradas como las salidas del sistema son en forma de energía térmica. A continuación, se describen los principales componentes del sistema de almacenamiento térmico.

- *Tanques de sales.* Almacenan el excedente de calor del campo solar para ser usado en las horas de baja o nula radiación solar. Existen dos tanques: el frío, con una temperatura mínima de 292°C para evitar la solidificación de las sales, y el caliente, a 386°C , calentado con el HTF proveniente del campo solar. La combinación de sales más usada es la compuesta en un 60% de nitrato sódico (NaNO_3) y un 40% de nitrato potásico (KNO_3) y no existe un cambio de fase a las temperaturas de trabajo. El HTF circula por los tubos calentando las sales, que circulan fundidas por la carcasa. Las tuberías llevan traceado eléctrico para evitar la congelación de las sales



- *Calentadores auxiliares.* Proporciona una reserva energética que impide la congelación de las sales que se encuentran dentro del tanque. Se alimentan con baterías eléctricas, de manera que son totalmente independientes de combustibles fósiles.

Bloque de potencia

Los componentes principales son:

- *Intercambiadores de calor.* La planta que se va a estudiar cuenta con tres intercambiadores de para el ciclo de alta de la turbina (sobrecalentador, precalentador y evaporador) y otro intercambiador (recalentador) para el ciclo de baja. Por último, también hay otro intercambiador entre los tanques de sales y el fluido caloportador.
- *Condensador.* Su misión es extraer calor de la mezcla que sale de la turbina de baja y obtener agua líquida. Este proceso se lleva a cabo cediendo calor mediante una torre de refrigeración. Se reduce la presión a la salida del condensador, con lo que el salto de presión es mayor y por lo tanto el rendimiento y la potencia de la turbina aumentan. El posterior aumento de presión del fluido se lleva a cabo con una bomba.
- *Precalentador.* Tiene la función de aumentar la temperatura del agua que sale del condensador.
- *Deareador.* Su fin es eliminar, debido al aumento de la temperatura del agua, los gases disueltos que pueda contener el agua. Además, eleva la temperatura del agua mezclando ésta con vapor extraído de la turbina de baja y acumula agua a alta temperatura para alimentar las bombas de alta presión. Por último, proporciona la presión hidrostática necesaria (NPSH) para evitar la cavitación en las bombas de alimentación.
- *Bombas.* Tienen como objeto elevar la presión del fluido térmico para vencer la resistencia que opondrá el circuito a su circulación. Las presiones de trabajo deben ser tales que se garantice en todo momento que el fluido permanece en estado líquido y que no se produce vaporización.



- *Turbina*. Su función es la de transformar la energía térmica en energía mecánica rotativa.
- *Generador de vapor*. Transforma la energía mecánica rotativa que viene de la turbina, en energía eléctrica que podrá ser inyectada a la red.

Fluido caloportador

[2] Los colectores cilindro parabólicos utilizan un fluido de transferencia de calor que, al circular a través del tubo receptor, absorbe en forma de energía térmica la energía radiante procedente del Sol.

El fluido caloportador puede ser agua, pero no se han superado los problemas derivados de la vaporización que se produciría en un punto intermedio del recorrido. Por esta razón se prefiere el uso de otros fluidos que no cambian de estado entre un extremo y otro de la línea en la que se concentra la radiación solar. El fluido que normalmente se emplea en las plantas termosolares de colectores cilindro parabólicos actuales es el aceite denominado Therminol VP-1. Este aceite sintético trabaja bien a 400 °C, aunque tiene el problema de que su punto de congelación es de 12 °C, lo que obliga a mantener todo el circuito de aceite de forma permanente a una temperatura superior a ese valor. Esto no suele ser un problema, ya que la energía auxiliar que se consume para mantener el aceite por encima de la temperatura de congelación es muy pequeña.

[20] El HTF trabaja entre unos 290 °C a la entrada de la línea en la que se concentra la radiación y 390 °C a la salida. Una mayor temperatura de salida supone mayor rendimiento global de la planta, pero las características químicas del fluido no hacen posible utilizarlo por encima de los 400 °C: las reacciones de degradación aumentan exponencialmente de velocidad, originándose hidrocarburos volátiles y pesados que modifican el comportamiento de la planta y que plantean incluso problemas de seguridad. Por ellos, las centrales CCP tienen limitada la temperatura máxima de trabajo del fluido orgánico a unos 400 °C.



2.3.4. Comparación de las plantas

Una vez definidos los principales tipos de centrales termosolares, en la siguiente tabla se muestra una comparación de la potencia instalada y de la electricidad producida en cada tipo de tecnología.

Tecnología	Potencia instalada 2009 (MW)	Electricidad producida hasta 2009 (GWh)	Potencia aprox. En construcción (MW)
Fresnel	5	8	500
Torre	40	80	3000
Cilindro parabólico	500	>16000	>10000

Tabla 1. Comparación de potencia y electricidad de los 3 tipos de plantas

A la vista de estos datos, la tecnología más desarrollada en el año 2009 era la cilindro parabólica. En los siguientes años, hasta la actualidad, ha continuado su ascenso y sigue siendo la tecnología más adelantada.

2.4. Proyectos actuales de plantas termosolares

[3] A continuación, se muestra un mapa de proyectos de centrales termosolares con almacenamiento térmico a nivel mundial.

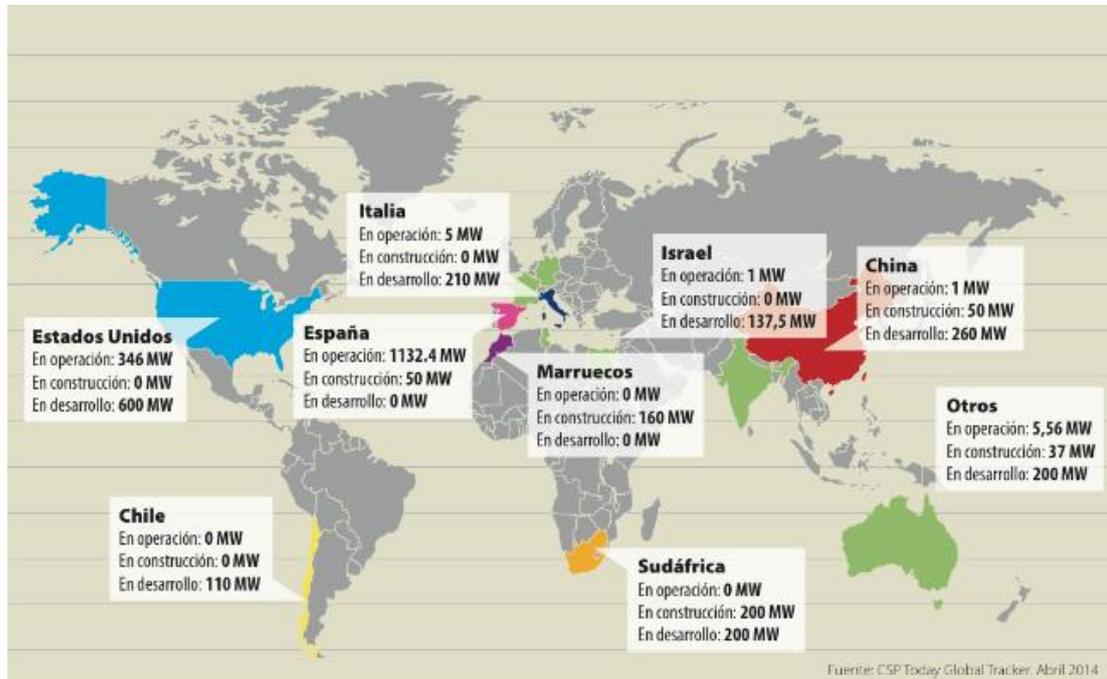


Figura 8. Proyectos de centrales termosolares a nivel mundial

España es, a día de hoy, el líder mundial tanto en potencia instalada como en capacidad tecnológica, y las empresas del sector solar termoeléctrico están comenzando a participar en ambiciosos proyectos en muchas regiones del mundo (EEUU, Oriente Medio, India...). Un liderazgo que se ha logrado gracias a un esfuerzo continuado en I+D dentro del sector.

En España existen actualmente 50 centrales en operación, siendo el mercado con mayor capacidad operativa del mundo.

[4] En el siguiente gráfico se muestra cómo la producción termosolar ha ido aumentando en los últimos años en España a medida que ha aumentado el parque generador y conforme se ha mejorado en la operación de las centrales.

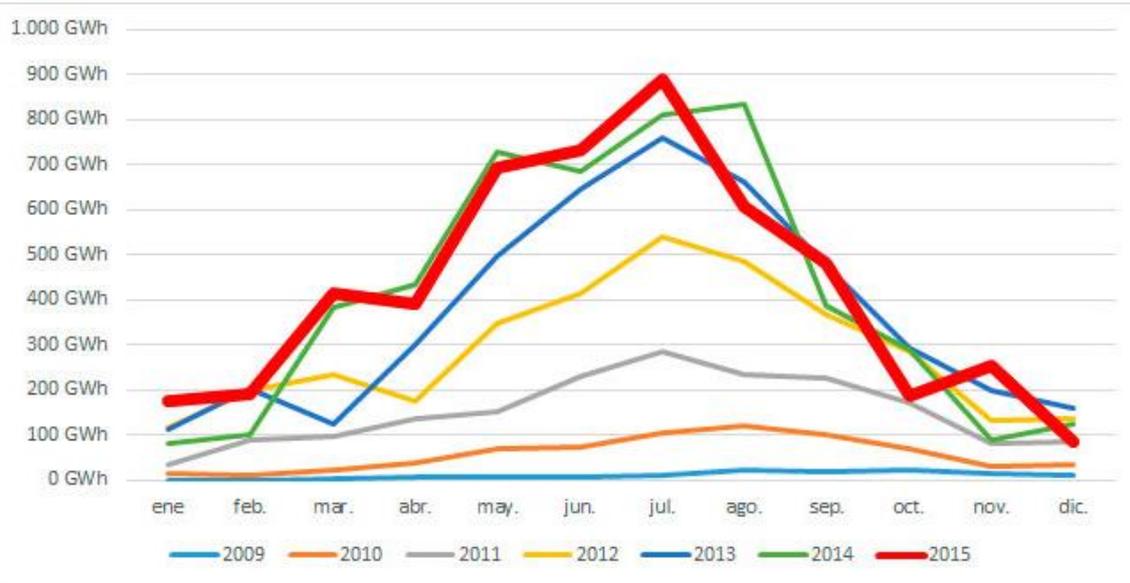


Figura 9. Producción termosolar

A continuación, se describen algunos ejemplos de centrales termosolares:

Termosol

Termosol es una planta termosolar situada en el municipio de Navalvillar de Pela (Badajoz), cuyo propietario es NextEra FPL. Está constituida por dos centrales llamadas Termosol-1 y Termosol-2, con una potencia de 50 MW cada una. Utilizan captadores cilindro parabólicos y ocupan un área terrestre de 200 hectáreas. El campo solar tiene un área de apertura de 523.200 m², donde el fluido entra a 293 °C y sale a 393 °C. Cuentan con un sistema de almacenamiento térmico de sales fundidas (compuestas por un 60% de nitrato de sodio y un 40% de nitrato de potasio) capaz de generar energía durante nueve horas sin radiación solar. La generación eléctrica estimada es de unos 180.000 MWh/año. Entró en operación en el año 2013.



Figura 10. Central Termosol

Solana

Solana es una planta termosolar situada en Arizona (EEUU) y construida por Abengoa Solar. Tiene una capacidad de producción de 280 MW e implementa la tecnología CSP, utilizando un sistema de colectores cilindro parabólicos y un almacenamiento térmico mediante sales fundidas que permite producir energía durante seis horas sin radiación solar. La planta ha sido instalada con 12 tanques de almacenamiento de sales fundidas. Solana tiene una extensión total de 777 hectáreas y evita la emisión a la atmósfera de 430.000 toneladas de CO_2 al año.



Figura 11. Central Solana

2.5. Ventajas de la energía termosolar

[4] [5] Las principales ventajas de la energía termosolar son las siguientes:

- Es gestionable y se puede almacenar

La energía termosolar, a diferencia de otras tecnologías, cuya energía hay que consumirla en el momento de su generación, es una tecnología renovable con capacidad de almacenamiento, capaz de aportar electricidad a la red cuando es demandada incluso en horas sin luz solar.

Esto representa una gran ventaja, ya que aporta una gran seguridad al sistema eléctrico en general junto con la estabilidad que se deriva de la gran inercia del equipo generador-turbina-alternador, y permite apoyar a la red eléctrica en caso de incidencias.

- Limpia, segura y renovable

Es muy importante destacar que se trata de un sistema de generación de energía limpio, seguro y renovable; algo absolutamente fundamental de cara a la lucha contra el cambio climático y el desarrollo de un modelo económico y social sostenible.



- Generadora de empleo

Las centrales termosolares son las que más empleos generan desde el inicio de su construcción hasta su puesta en marcha. Cada planta de 50 MW emplea durante todas sus fases (desde el diseño, fabricación de componentes e instalación) un promedio de 5.000 puestos de trabajo al año directos y otros tantos indirectos. Además, cada planta de 50 MW construida en España empleó a unas 2.000 personas en el lugar de emplazamiento durante los dos años que duró su construcción. Una vez en operación requieren una plantilla indefinida de 50 empleos por planta. La industria termosolar ha sido gran impulsora de la generación de empleo y desarrollo económico y social de muchas regiones españolas.

- Reduce la dependencia energética

La generación de energía de origen termosolar, evita la importación de petróleo y otras fuentes de energía fósil procedentes de otros países, lo que permite ir reduciendo la alta dependencia energética de España.

- Ofrece oportunidades para muchas regiones del planeta

Los países con menor desarrollo energético y económico disponen por lo general de un gran recurso solar. La tecnología termosolar supone una gran oportunidad para acceder a la electricidad en zonas aisladas o para países en vías de desarrollo en cuya implementación se hará uso de un alto componente local.

[21] A continuación, se presentan varios casos en los que se observa cómo las centrales CCP cumplen con la demanda energética.

1. En este caso, la planta de energía asegura la generación de electricidad en una base 24/7.

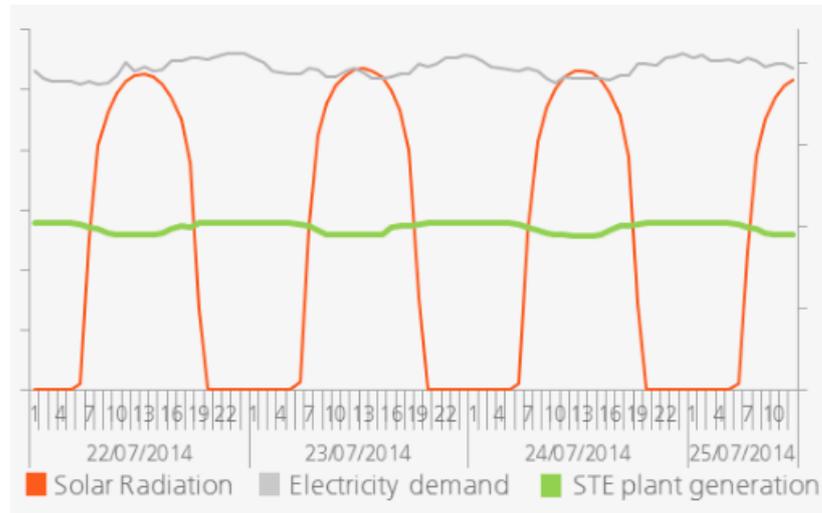


Figura 12. Suministro continuo de electricidad

2. Para este caso, la planta CCP suministra electricidad cuando sea necesario para ayudar a cubrir los picos de demanda.

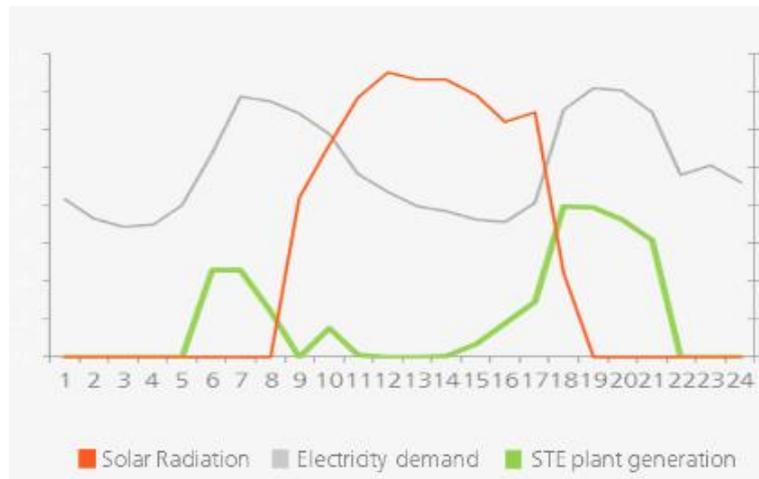


Figura 13. Suministro de electricidad para cubrir picos de demanda

Capítulo 3. Sistema de almacenamiento

3.1. Introducción

En el presente *Capítulo* se analizarán los diferentes tipos de tecnología para el almacenamiento térmico, así como los tanques de almacenamiento con la cimentación de la que están fabricados. Por otro lado, se diferenciarán las dos posibles orientaciones del campo solar, eligiendo la más común en la mayor parte de las centrales termosolares. En último lugar se nombrarán las principales ventajas que supone la existencia de un sistema de almacenamiento en una planta.

3.2. Tipos de tecnología para el almacenamiento

[2] Los tres tipos principales de tecnología empleados actualmente para almacenamiento térmico de energía se podrían clasificar de la siguiente manera:

1. Almacenamiento térmico en forma de calor sensible

El almacenamiento en forma de calor sensible se produce al subir la temperatura de un material, su calor específico y su densidad, si se trata de un gran volumen. El material que se almacena no cambia de fase durante la transferencia de calor.

El calor almacenado sigue la siguiente ecuación:

$$Q = mC_p\Delta T$$



Donde

- m es la masa de la sustancia (Kg)

- C_p es el calor específico ($J/Kg^{\circ}C$)

- ΔT es la diferencia de temperaturas ($^{\circ}C$)

Dentro de este tipo de almacenamiento se pueden resaltar las siguientes tecnologías:

- Almacenamiento en dos tanques. Sales fundidas

Consiste en una mezcla de sales, típicamente nitrato sódico ($NaNO_3$) al 60% y nitrato potásico (KNO_3) al 40%, donde las sales tienen un rango de trabajo, en principio, de entre 292 – 386 $^{\circ}C$. Las sales fundidas son almacenadas en dos tanques; uno caliente y otro frío. Durante el proceso de carga, se llena el tanque caliente con el HTF procedente del campo solar, y se vacía el tanque frío. De este último tanque sale el fluido de trabajo que va a alimentar a los colectores del campo solar. En la descarga, el fluido caliente cede su energía en forma de calor para, a continuación, introducirse en el tanque frío.

El sistema de almacenamiento estará compuesto por los siguientes elementos:

I. Almacenamiento de sales frías

- Tanque de almacenamiento de sales frías
- Calentadores eléctricos sumergidos en el tanque
- Bombas de sales frías con motores eléctricos y variadores de velocidad

II. Intercambiadores de calor para sales fundidas

- El tren de intercambio es de tubo-carcasa y está dispuesto en serie. El HTF circula por los tubos, mientras que las sales fundidas circulan por la carcasa. Las tuberías llevan traceado eléctrico para evitar la congelación de las sales. El sistema consta de dos bombas de sales (una para la carga y otra para la descarga del sistema de almacenamiento)

III. Almacenamiento de sales calientes

- Tanque de almacenamiento de sales calientes
- Calentadores eléctricos sumergidos en el tanque
- Bombas de sales calientes con motores eléctricos y variadores de velocidad

IV. Sistema de drenajes

- Recipiente de drenaje, para vaciar las tuberías y los intercambiadores. Posee traceado para evitar que solidifiquen
- Bomba de drenaje para devolver las sales al tanque de sales frías
- Sistema de detección de fugas y condensados de HTF

Tanto el tanque frío como el tanque caliente están inertizados para evitar que el oxígeno entre en contacto con el HTF en caso de fuga.

El esquema de una planta CCP con dos tanques de almacenamiento de sales fundidas es el siguiente:

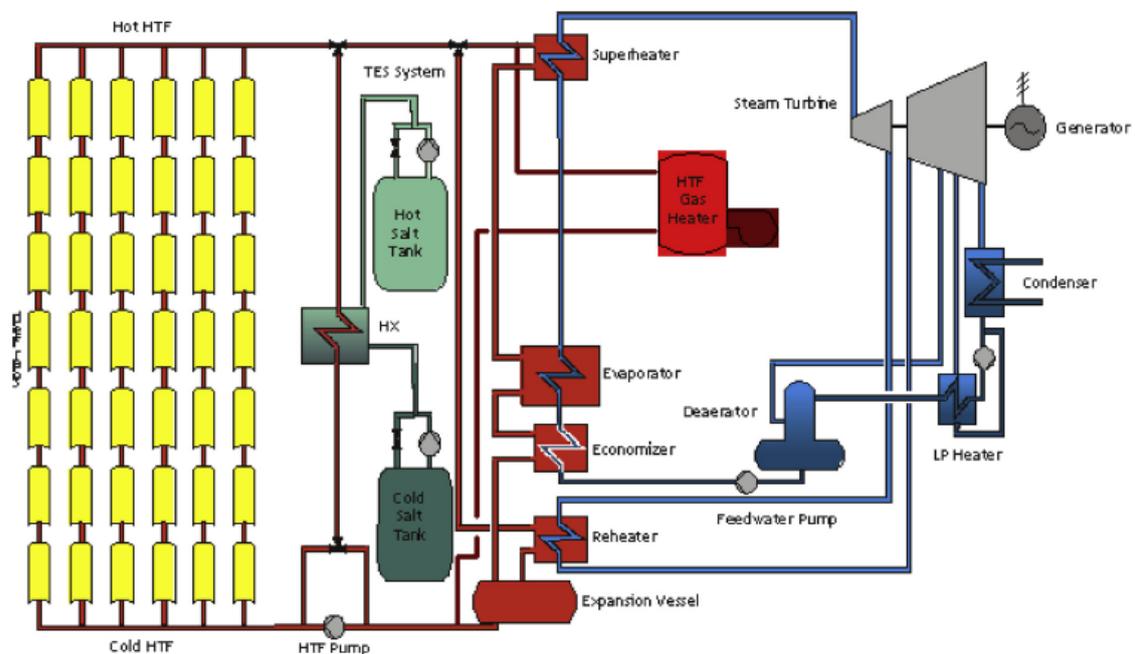


Figura 14. Esquema CCP con dos tanques de almacenamiento de sales fundidas

El sistema de almacenamiento con sales es el utilizado por algunas plantas termosolares como: Andasol 1-3 o Abengoa Solar en Arizona.

Los principales tipos de almacenamiento en forma de calor sensible se presentan a continuación:

- Almacenamiento en un tanque con efecto termoclino

El almacenamiento con efecto termoclino se basa en la estratificación que se produce en el tanque debido a la diferencia de densidad del fluido de trabajo y motivado por diferentes niveles de temperatura. El funcionamiento se lleva a cabo para el ciclo de carga y descarga. La carga se produce extrayendo el fluido frío de la parte baja del tanque, que se calienta en el campo solar, y, una vez que se ha calentado, se envía a la parte alta del tanque. Al existir diferentes densidades, el fluido frío quedará en la parte baja del tanque y el fluido caliente en la parte alta, sin mezclarse en ningún momento. El proceso continúa hasta que el tanque finaliza su carga. El proceso de descarga consiste en realizar el proceso inverso: se saca el fluido caliente de la parte alta y, cuando se ha enfriado, se devuelve a la parte baja del tanque. El proceso de carga y descarga se puede realizar simultáneamente.

Para evitar que el fluido se mezcle al entrar en el tanque con el que ya está dentro, es muy importante la presencia de un difusor en la entrada de la parte alta que distribuya el fluido entrante sobre la capa superior del fluido ya almacenado, de tal forma que no se cree ninguna perturbación que origine una mezcla no deseada. De la misma forma, la toma inferior de donde extrae el fluido frío, debe ser tal que no se cree ningún remolino en la masa de fluido que pueda provocar pérdida de la estratificación.

Este sistema es válido para fluidos con baja conductividad térmica, como pueden ser el agua, el aceite y las sales fundidas a baja temperatura, que son capaces de mantener su estratificación natural en depósitos adecuadamente diseñados. A pesar de ello, este sistema no está muy extendido comercialmente en la actualidad.

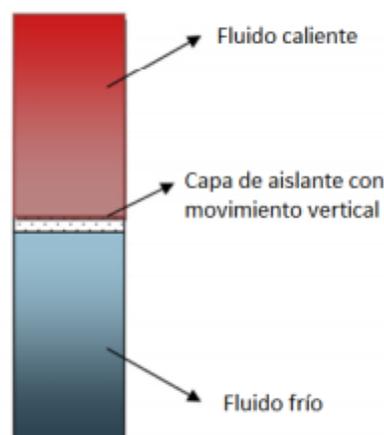


Figura 15. Almacenamiento termoclino

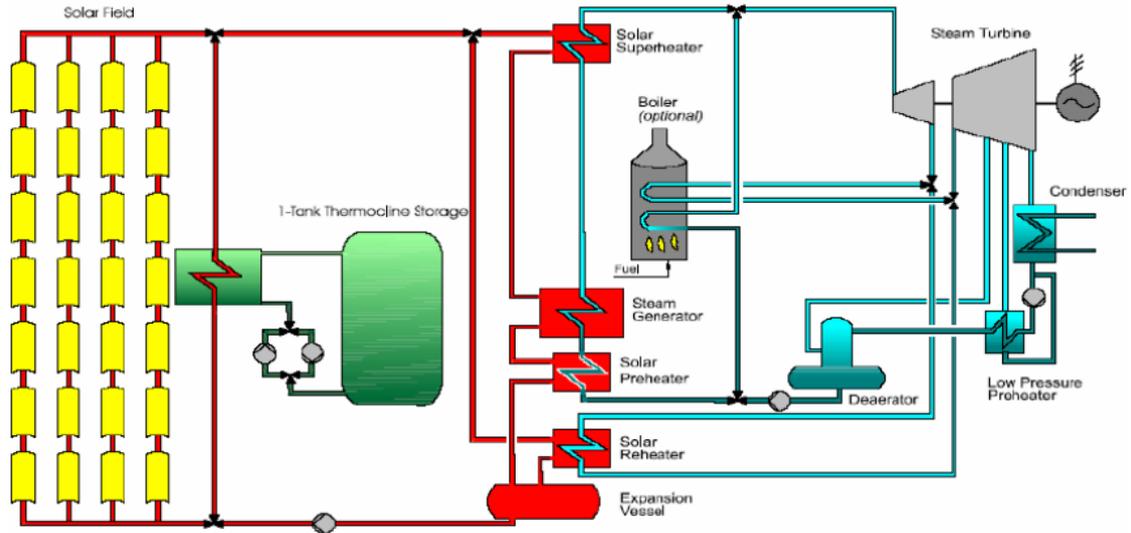


Figura 16. Esquema CCP con almacenamiento termocline

- Sistema en lecho de rocas

[6] Una unidad de almacenamiento en lecho de rocas (guijarros o cantos), se basa en la capacidad calorífica de algunos materiales ligeramente compactos, a través de los cuales se hace circular un fluido, generalmente aire.

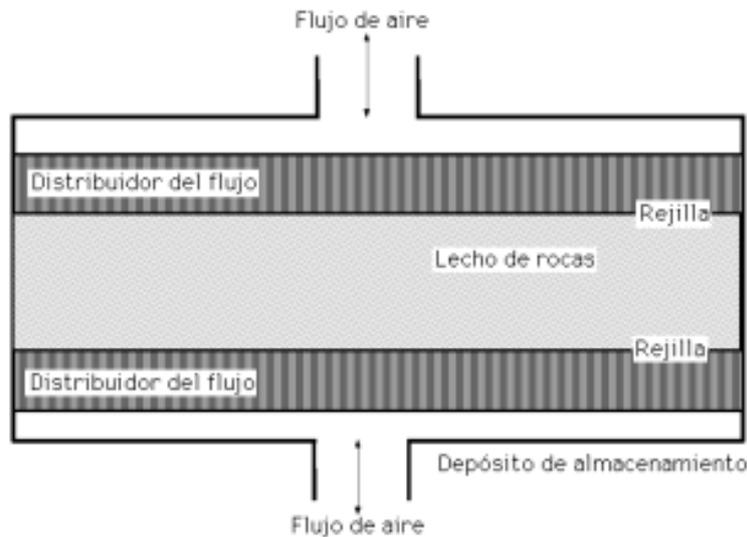


Figura 17. Sistema en lecho de rocas

Para las aplicaciones de energía solar, los lechos de roca bien diseñados, que utilizan la propia roca, tienen varias características interesantes como:

- El coeficiente de transferencia de calor entre el aire y el material sólido es alto
- El coste del material de almacenamiento es bajo
- La conductividad térmica del lecho es baja cuando no circula aire a su través

Durante el funcionamiento, el flujo pasa a través del lecho hacia abajo en una dirección, aportando calor en dirección contraria al extraer el calor. No se puede aportar y extraer calor al mismo tiempo; ésta es una diferencia fundamental con los sistemas de almacenamiento de agua donde es posible aportar y extraer calor simultáneamente.

Las necesidades de aislamiento en la superficie exterior del lecho de rocas son mínimas, si el almacenamiento es para períodos de tiempo cortos, puesto que la conductividad térmica del lecho en las direcciones radiales es baja.

Los intercambiadores de lecho de guijarros tienen una transferencia de calor muy buena entre el aire y los sólidos del lecho, lo que tiende a reducir al mínimo las diferencias de temperatura entre el aire y los sólidos cuando se calienta el lecho y entre los sólidos y el aire cuando se enfría el lecho.

2. Almacenamiento térmico con cambio de fase

En el almacenamiento por cambio de fase se acumula la energía térmica prácticamente de manera isoterma en forma de calor latente: como calor de fusión, calor de vaporización, o calor de transformación de la fase cristalina del sólido.

Se realiza mediante materiales que cambian de fase dentro de un rango operativo de temperaturas cuyos límites tanto superiores como inferiores vienen determinados por el campo solar. Dicho cambio de fase debe ir acompañado por un elevado efecto del calor latente. El fenómeno de cambio de fase pueden ser transiciones del tipo sólido-sólido, líquido-vapor y sólido-líquido. La cantidad de energía almacenada viene dada por la siguiente ecuación:

$$Q = m \cdot (C_{ps} \cdot (T_f - T_s) + h + C_{pl} \cdot (T_l - T_f))$$



Donde C_{p_s} y C_{p_l} son los calores específicos medios en las fases sólidas y líquidas respectivamente, h es la entalpía de cambio de fase, T_f es la temperatura de fusión, T_s es la temperatura del sólido y T_l es la temperatura del líquido.

En general, al hablar de materiales de cambio de fase se hace referencia a materiales con un calor de fusión considerable. El calor de cambio de fase al pasar de sólido a líquido es mucho menor que el de líquido a vapor. No obstante, los grandes cambios de volumen que ocurren en esta transición imposibilitan su utilización práctica.

A medida que se extrae calor de un material en el que se está produciendo un cambio de fase, se produce una cristalización en las paredes del tanque. Cuando el material solidificado se va calentando, la fusión se produce primero en las paredes para, a continuación, adentrarse hacia el interior del material.

Este tipo de almacenamiento posee unos inconvenientes importantes a tener en cuenta.

Desde el momento en que se produce el cambio de fase, el sistema se vuelve muy complicado, prácticamente incontrolable e irrealizable. La necesaria utilización de intercambiadores de calor más complejos hace que se encarezca el sistema si se compara con los sistemas de almacenamiento de calor sensible.

El esquema de una planta termosolar con almacenamiento térmico con cambio de fase es el que se muestra a continuación:

3. Almacenamiento termoquímico

[8] Este sistema utiliza el calor procedente del campo solar para desarrollar reacciones químicas reversibles. Las reacciones que tienen lugar en el período de carga son endotérmicas mientras que en los períodos de descarga se obtienen reacciones exotérmicas. La cantidad de energía almacenada depende principalmente del calor liberado en la reacción y el grado de conversión, dado por:

$$Q = a_r \cdot m \cdot \Delta h$$

Donde a_r es la fracción reaccionada, m es la unidad de masa del medio de almacenamiento y Δh es el calor de reacción por unidad de masa.

El almacenamiento termoquímico se puede llevar a cabo de la siguiente manera:

- *Óxido metálico*
- *Descomposición amoniacal*
- *Ciclos con azufre*

El esquema de una planta termosolar con almacenamiento termoquímico es el que se muestra a continuación:

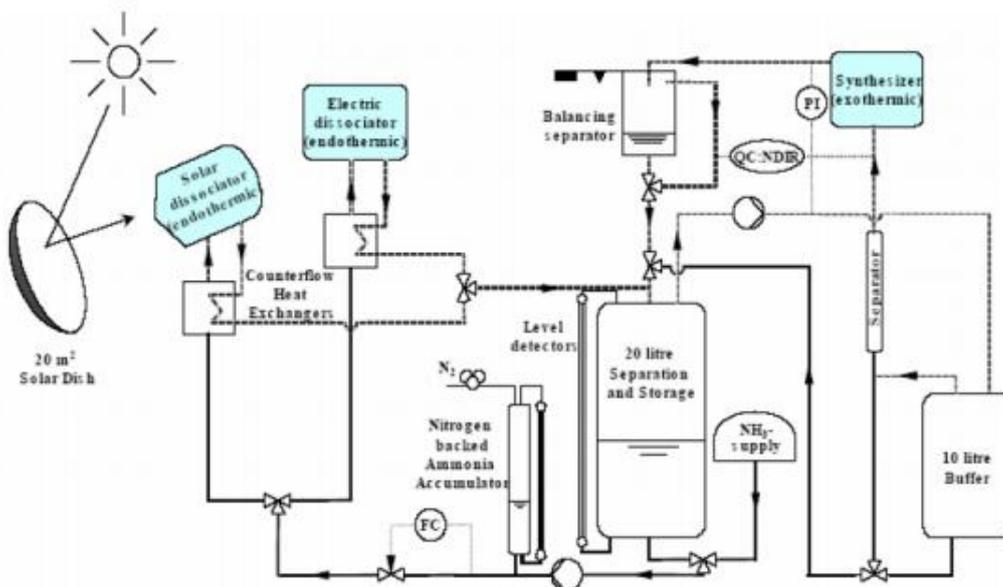


Figura 19. Central termosolar con almacenamiento termoquímico

3.3. Tanques de almacenamiento

Cada planta dispondrá de dos grandes depósitos térmicos, uno caliente y otro frío. El fluido térmico caliente, que sale del receptor del campo solar, se dirige al depósito caliente, el cual se mantiene al nivel térmico requerido por el ciclo de potencia. En el depósito frío se acumula el fluido térmico enfriado, que ya ha agotado su capacidad de ceder calor, esperando a dirigirse de nuevo al campo solar para ser calentado de nuevo.



Figura 20. Tanques de almacenamiento

Uno de los aspectos más importantes en el diseño de los tanques es el control de las pérdidas térmicas. Es indispensable mantener los tanques aislados térmicamente.

[8] En cuanto a la cimentación del tanque, los componentes que suelen conformar los cimientos se muestran en la siguiente figura:

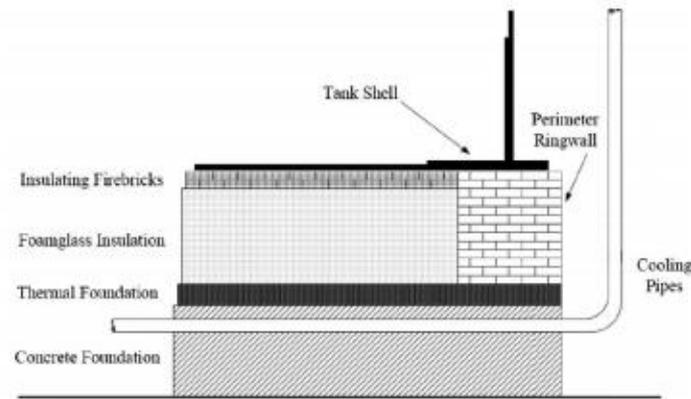


Figura 21. Cimentación de los tanques de almacenamiento

Partiendo desde el punto más bajo hacia arriba, la cimentación del tanque está formada por una losa de hormigón, una base de hormigón aislante, un aislamiento de espuma de vidrio, ladrillos refractarios aislantes y una placa de acero.

Con respecto al diseño de los tanques de almacenamiento, el tanque de almacenamiento frío suele estar fabricado de acero al carbono, mientras que el caliente es de acero inoxidable, aislándose las paredes y el techo con lana mineral y bloques de silicato cálcico o fibra de vidrio en ambos tanques. El exterior de los tanques se rodea con protecciones de aluminio para evitar daños por las inclemencias climáticas, y el fondo del tanque se aísla con un aislante de espuma de vidrio.

Los dos tanques están conectados entre sí por una serie de tubos que tratan de reducir las pérdidas de calor cuando los tanques están cargándose o descargándose.

El sistema de almacenamiento más usado hasta la fecha es el de sales fundidas. Estos tanques de sales fundidas están provistos de:

- Bomba vertical
- Aislamiento térmico
- Calentadores eléctricos interiores
- Traceado eléctrico en el lado exterior de las paredes
- Medidores de nivel
- Sistemas de control de temperatura

3.4. Orientación del campo solar

[2] Los colectores han de estar orientados hacia el Sol durante el día, lo que se consigue mediante un sistema de seguimiento a un eje o a dos ejes, aunque el más usado es el seguimiento a un eje.

El campo solar tiene dos orientaciones comunes: Norte-Sur o Este-Oeste. La orientación Norte-Sur sigue al Sol de Este a Oeste, mientras que la orientación Este-Oeste sigue al Sol de Norte a Sur.

Los dos tipos de orientación tienen características diferentes:

- El modelo Norte-Sur tiene como principal característica que las mayores pérdidas se originan durante el día y las menores durante la salida y la puesta del Sol. Recoge mucha energía en verano y muy poca en invierno.
- El modelo Este-Oeste se caracteriza porque el captador está siempre orientado al Sol durante el día y tiene las pérdidas más destacadas durante la salida y puesta del Sol. Recoge una cantidad de energía constante a lo largo del año.

3.5. Ventajas del almacenamiento térmico

[9] Las plantas de energía solar tienen como característica común la dependencia de la radiación solar para su producción eléctrica, que sufre importantes modificaciones en función de la posición del Sol en el cielo a cada hora del día y cada día del año, así como de la nubosidad y las diversas variaciones meteorológicas. En términos generales, en una planta CCP la potencia de entrada a la turbina se duplica al pasar del invierno al verano y, en un día con abundantes nubes, la turbina sufre disparos repentinos.

El uso de un almacenamiento térmico reduce considerablemente las variaciones de carga ya que permite seguir produciendo electricidad en ausencia de Sol. De este modo, se puede garantizar el suministro continuo de electricidad, evitando las intermitencias, y adaptando el consumo a la demanda de una manera flexible. Esto constituye una característica diferenciadora con respecto a otras tecnologías renovables.



El almacenamiento térmico se utiliza en el 40% de las plantas españolas desde el año 2010. La capacidad de almacenamiento fluctúa entre 5 y 10 horas, dependiendo de la DNI recibida por el campo solar.

Estas plantas serán capaces de producir energía limpia de forma ininterrumpida, lo que constituye un gran avance a nivel mundial en un período a medio plazo.



Capítulo 4. Método de cálculo

4.1. Introducción

En este *Capítulo* se llevará a cabo la configuración del modelo que se va a simular. Se comienza conformando el modelo que se realizará a través de Simulink. A continuación, se programa el campo solar, para obtener la potencia a su salida. Una vez hecho esto, se diseña el ciclo de carga y descarga del sistema de almacenamiento, con los diferentes casos que pueden darse, junto con la energía almacenada que variará continuamente. Por último, se programa el bloque de potencia para así poder observar la producción eléctrica anual. De esta manera queda configurado el modelo, que se podrá simular tantas veces como se desee introduciendo diferentes valores a los parámetros iniciales.

[10] Se llevará a cabo mediante el software MATLAB. Esta plataforma utiliza un lenguaje de alto nivel para cálculos de ingeniería y científicos. Posee un entorno de escritorio afinado para la exploración, diseño y solución de problemas de manera iterativa. Los gráficos integrados permiten visualizar datos y las herramientas crean gráficos personalizados. Además, utiliza aplicaciones para ajustar curvas, clasificar datos, analizar señales y muchas otras tareas relacionadas con dominios concretos.

MATLAB combina un lenguaje de alto nivel con un entorno de escritorio adaptado a los flujos de trabajo iterativos de la ingeniería y la ciencia. Las herramientas integradas posibilitan la exploración simultánea de datos y programas, lo que permite evaluar más ideas en menos tiempo.

El código con el que se resolverá el problema de este Trabajo se implementará mediante SIMULINK. Es un entorno de diagramas de bloque para la simulación multidominio y el diseño basado en modelos. Admite el diseño y la simulación a nivel de sistema, la generación automática de código y la prueba y verificación continuas de los sistemas embebidos.



SIMULINK ofrece un editor gráfico, bibliotecas de bloques personalizables y “solvers” para modelar y simular sistemas dinámicos. Se integra con MATLAB, lo que permite incorporar algoritmos de dicho software en los modelos y exportar los resultados de la simulación a MATLAB para llevar a cabo más análisis.

En cuanto a la creación del modelo, SIMULINK ofrece un conjunto de bloques predefinidos que se pueden combinar a fin de crear un diagrama de bloques detallado de un sistema. Las herramientas de modelado jerárquico, gestión de datos y personalización de subsistemas permiten representar hasta los sistemas más complejos de forma concisa y precisa.

Para crear un modelo, se arrastran bloques desde “Simulink Library Browser” hasta “Simulink Editor”. A continuación, se conectan estos bloques con líneas de señales para establecer relaciones matemáticas entre los componentes del sistema. Las herramientas de formato gráficas ayudan a controlar el aspecto del modelo a medida que se cree. Es posible agregar jerarquías mediante el encapsulamiento de un grupo de bloques y señales a modo de subsistema en un único bloque.

[18] Por otro lado, se necesitará un fichero meteorológico y astronómico del emplazamiento en el que se diseñará la planta. Estos datos se obtienen del software SAM (System Advisor Model). Constituye una herramienta de software libre que implementa un amplio y robusto conjunto de modelos para la realización detallada de análisis tanto de rendimiento del sistema como su financiación. Lo hace a través de una gama de tecnologías, incluida la energía solar concentrada.

El primer paso para crear un archivo SAM es elegir una opción de tecnología. El software rellena automáticamente las variables de entrada con un conjunto de valores por defecto para el tipo de proyecto seleccionado, que se podrán modificar a gusto del usuario. A continuación, se proporciona información sobre la ubicación del proyecto, el tipo de equipo en el sistema, el coste de instalación y operación del sistema, etc.

Para describir las condiciones de los recursos renovables de energía y el tiempo en una ubicación del proyecto, SAM proporciona un archivo de datos meteorológicos. Además, muestra los resultados de la simulación en tablas y gráficos, que se pueden exportar fácilmente a otros programas.

Por último, destacar que la versión actual de SAM incluye modelos de rendimiento para las siguientes tecnologías: sistemas fotovoltaicos, modelo de almacenamiento de la batería para sistemas fotovoltaicos, colectores cilindro parabólicos de energía solar



concentrada, torre de potencia de energía solar concentrada (sal fundida y vapor directo), energía sola tipo Fresnel, energía solas tipo Disco Stirling, térmica convencional, calentamiento de agua solar para edificios residenciales o comerciales, energía eólica, energía geotérmica y energía de biomasa.

4.2. Configuración del modelo

Hipótesis

- Se asume una DNI mínima de $50 \text{ W}/\text{m}^2$, a partir de la cual se considera energía productiva. Un valor de DNI inferior al mínimo se utilizará para el calentamiento del campo solar.

Parámetros iniciales

Los parámetros a definir para llevar a cabo la configuración del modelo en SIMULINK se realizarán mediante *Simulation – Configuration parameters*.

1. Paso temporal de la simulación (SOLVER)

Simulation time	
Start time	0
Stop time	8760 horas

Tabla 2. Configuración “Simulation time”

Solver options	
Type	Fixed-step
Solver	Discrete (no continuous states)
Fixed step size	1

Tabla 3. Configuración “Solver options”

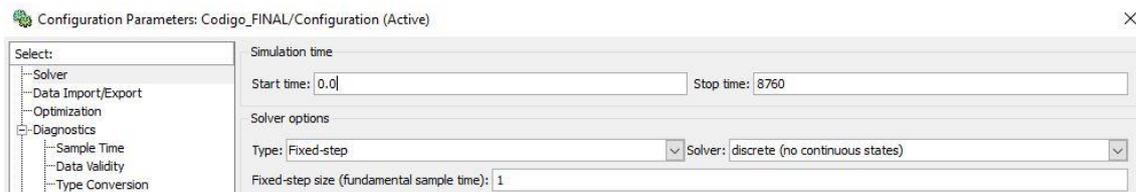


Figura 22. Configuración de parámetros

2. Definir entrada de variables (DATA IMPORT/EXPORT)

Data Import/Export	
Input	INPUTS
Time	Tout
Output	OUPUTS
Limit data points to last	Desactivado

Tabla 4. Configuración “Data Import/Export”

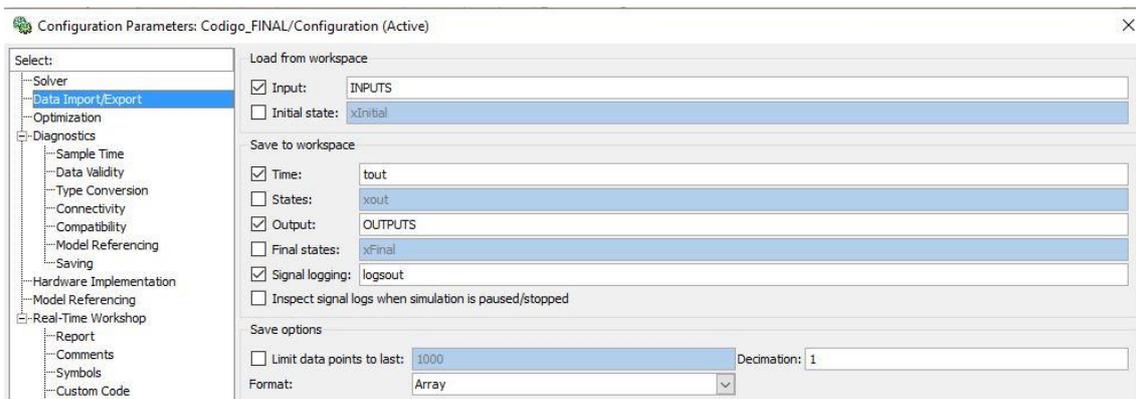


Figura 23. Configuración de entradas/salidas

3. Algoritmo de cálculo (REAL-TIME WORKSHOP)

REAL-TIME WORKSHOP	
System target file	rsim.tlc Rapid Simulation Target
Compiler optimization level	Optimization on

Tabla 5. Configuración “Real-Time Workshop”

rsim.tlc permite cambiar los valores de parámetros o señales de entrada en el inicio de una simulación sin la necesidad de generar código o recompilar.

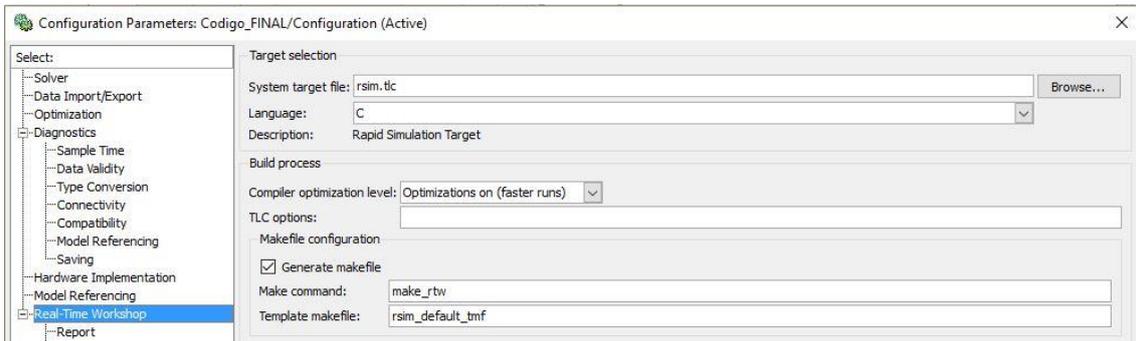


Figura 24. Configuración de “Real-Time Workshop”

4. Generar inputs

Se cargarán desde MATLAB. Se genera un archivo con los datos meteorológicos y astronómicos necesarios del lugar donde se sitúe la planta; estos datos se obtienen mediante SAM y se exportan a MATLAB, excepto $t_{OFF \rightarrow ON}$, que se calculará de forma independiente. Estos datos son:

- *Azimuth* (Ángulo azimutal).

Es el ángulo entre la proyección sobre un plano horizontal de la radiación directa y el meridiano local. Se toma como origen de azimut el mediodía solar. Para el hemisferio norte, el azimut es positivo si el colector está orientado hacia el oeste, y negativo si está orientado hacia el este. La siguiente ecuación muestra la variación del azimut solar:

$$-180^\circ \leq \alpha_s \leq 180^\circ$$

- Si está orientado hacia el este $\alpha_s < 0^\circ$



- Si está orientado hacia el oeste $\alpha_s > 0^\circ$
- Si está en el sur $\alpha_s = 0^\circ$

- *Zenith* (Ángulo zenital)

Es una particularización del ángulo de incidencia. Se define como el ángulo entre la vertical y la dirección que apunta hacia el Sol, es decir, el ángulo de incidencia de la radiación directa sobre una superficie horizontal.

Es el ángulo complementario al de elevación del Sol por encima del horizonte.

- *Wind Speed* (Velocidad del viento)
- *Dry Bulb Temperature* (Temperatura de bulbo húmedo)
- *Beam Normal Irradiance* (Radiación solar directa)
- *Pressure* (Presión)
- $t_{OFF \rightarrow ON}$

Es el tiempo restante para que el campo solar entre en funcionamiento, es decir, el tiempo que falta hasta que el sol vuelva a incidir sobre los colectores.

Como se mencionó anteriormente, se establece que la DNI mínima es de 50 W/m^2 . A partir de ese valor, la energía que se genere se considerará energía productiva. Teniendo este dato en cuenta, se genera un vector "*a*" que contará con 8760 filas (las horas que tiene un año) y 1 columna, formado únicamente por ceros. Se impone la condición de que este vector contenga un "1" cuando el valor de la DNI supere el valor mínimo, es decir:

$$DNI > DNI_{min}$$

A continuación, se genera otro vector "*v*" del mismo tipo que "*a*". Cuando se encuentre una posición del vector "*a*" que sea "1" y la anterior sea "0", el vector "*v*" generará un "1" en esa posición, es decir, en el momento del amanecer o al desaparecer una nube que impidiese la incidencia de los rayos solares sobre los



colectores. De esta forma, cada vez que ocurra alguno de estos hechos, el vector "v" contendrá un "1" y hasta que vuelva a ocurrir sólo habrá ceros.

El siguiente paso es generar un vector "p" que cuente las horas que faltan para que amanezca o para que desaparezca la nube. Esto sólo se podrá hacer cuando en la posición del vector "v" haya un "1". Si se da esa situación, el contador calcula las horas que restan para que el campo solar entre en funcionamiento. Además, se establece la condición de que cuando la DNI supere el valor mínimo, es decir, haya suficientes rayos solares como para generar energía productiva y el campo solar esté funcionando, en el vector "p" aparezcan ceros.

Definición de variables

En la siguiente tabla se muestran todas las variables utilizadas a la hora de programar el código, separadas en los bloques que se han utilizado en la programación.

VARIABLES	VALOR
Potencia del campo solar (W)	
Número de lazos [<i>filas</i>]	156
Número de SCA / lazo	4
Apertura de cada SCA [m^2]	817
Longitud de cada SCA [<i>m</i>]	150
Reflectividad	0.935
Factor de interceptación	0.92
$T_{entrada}$ [°C]	293
T_{salida} [°C]	393
$T_{ambiente}$ [°C]	25
Ciclo de carga	
$P_{SF \rightarrow PB}^{max} = P_{TES Charge}^{max}$ [W]	$135.14 \cdot 10^6$
Tiempo de almacenamiento [<i>h</i>]	8
dt [<i>h</i>]	1
$E_{TES Charge}^{min}$ [Wh]	0

$E_{TES\ Charge}^{max} [Wh]$	$P_{SF \rightarrow PB}^{max} \cdot horas_{almacenam} \cdot dt$
$P_{TES\ Loss} [W]$	$0.01 \cdot \frac{E_{TES\ Charge}^{max}}{dt}$
$P_{TES\ Charge}^{min} [W]$	$0.1 \cdot P_{TES\ Charge}^{max}$
$P_{SF \rightarrow Dumping} [W]$	$P_{SF} - P_{SF \rightarrow TES} - P_{SF \rightarrow PB}$
Ciclo de descarga	
$P_{TES\ Discharge}^{min} [W]$	$P_{TES\ Charge}^{min}$
$P_{TES\ Discharge}^{max} [W]$	$P_{TES\ Charge}^{max}$
Calentadores auxiliares	
$P_{Aux}^{Minimum} [W]$	0
$P_{Aux}^{Maximum} [W]$	$700 \cdot 10^3$
Turbina	
Carga	Rendimiento
0% de $P_{SF \rightarrow PB}^{max}$	0
25% de $P_{SF \rightarrow PB}^{max}$	0.21
50% de $P_{SF \rightarrow PB}^{max}$	0.29
75% de $P_{SF \rightarrow PB}^{max}$	0.32
100% de $P_{SF \rightarrow PB}^{max}$	0.37

Tabla 6. Definición de variables

Resolución del modelo

[1] La resolución del modelo se llevará a cabo siguiendo el siguiente esquema:

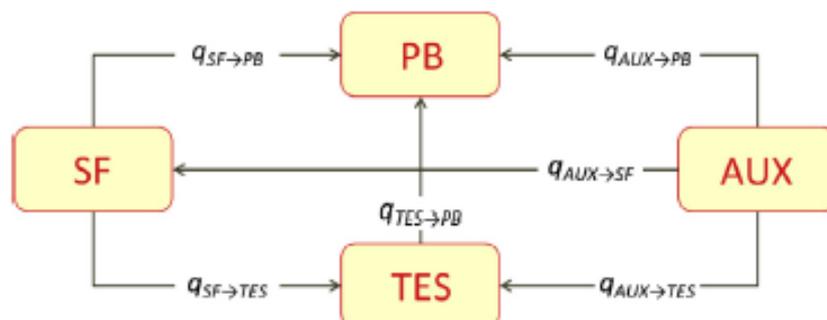


Figura 25. Resolución del modelo

Una parte de la energía que recibe el campo solar se dirigirá al bloque de potencia y otra al sistema de almacenamiento. Además, se incluirá la parte de energía que se deshecha (Dumping). Cuando sea necesario, la energía almacenada en el sistema de almacenamiento se dirigirá al bloque de potencia.

Se dispondrá de calentadores auxiliares que proporcionarán energía auxiliar al bloque de potencia, al sistema de almacenamiento o al campo solar cuando sea necesario. Normalmente estos calentadores se emplearán para evitar la congelación de las sales de los tanques de almacenamiento.

4.3. Configuración del campo solar

La orientación del eje de seguimiento de los colectores es Norte-Sur, que es la orientación más habitual para plantas termosolares de colectores cilindro parabólicos en España ya que, aunque la diferencia de energía captada en verano y en invierno es más acusada que con la orientación Este-Oeste, el total de energía anual captada por el colector es mayor.

El colector utilizado en esta planta termosolar es el colector *Eurotrough*. Utiliza la filosofía de tubo central, pero en lugar de montar un tubo helicoidal, es una estructura cuadrada longitudinal la que realiza los principales esfuerzos. Consiste básicamente en un armazón rectangular con brazos soporte para los espejos, que consigue reducir las fuerzas sobre las planchas de vidrio y, por consiguiente, las roturas del cristal en condiciones de vientos fuertes. El eje de rotación se sitúa en el centro de gravedad, unos milímetros por encima del armazón externo. Al estar sujeta la estructura sujeta a menores cargas de viento y pesos muertos, las deformaciones en operación son menores, aumentando por consiguiente el rendimiento óptico respecto a otros modelos de colectores. Su diseño rígido permitió además alargar la longitud del colector.

Potencia a la salida del campo solar

La configuración del campo solar se compone de dos subsistemas: en primer lugar, se calcula la potencia del campo solar teniendo en cuenta las pérdidas ópticas y, en segundo lugar, se calculan las pérdidas térmicas.

1. POTENCIA DEL CAMPO SOLAR CON PÉRDIDAS ÓPTICAS

La planta Andasol-1 cuenta con los siguientes datos de partida, a partir de los cuales se calculará el área total del campo solar (m²).

- Número de lazos: 156
- Número de SCA/lazo: 4
- Apertura de cada SCA: 817 m²/SCA

Una vez calculada el área, se multiplica ésta por el input DNI y así obtener la potencia que llega al campo solar (W). A esta potencia se le aplican diversas pérdidas detalladas a continuación, de forma que la potencia a la salida del campo solar será menor que la obtenida inicialmente.

- Efecto coseno + Modificador del ángulo de incidencia

En primer lugar, se calcula el efecto del factor coseno. Este factor cuantifica las pérdidas causadas por la inclinación del eje del colector con respecto a la trayectoria de los rayos del Sol, es decir, los rayos solares no inciden perpendicularmente sobre el colector. Esto se traduce en una reducción del área visible proyectada por el Sol. Las pérdidas por factor coseno son las mayores pérdidas que se producen en el campo solar, siendo su valor medio del orden del 20%.

[11] Para colectores cilindro parabólicos horizontales el efecto del factor coseno se calcula de la siguiente manera.

$$\cos(\theta) = \sqrt{1 - \cos^2(EL) \cos^2(AZ)}$$

siendo EL el ángulo de elevación y AZ el ángulo azimutal, en radianes.

El ángulo de elevación se calcula como:

$$EL = 90 - ZENITH$$

[2] Para cuantificar la influencia del ángulo de incidencia se introduce el parámetro denominado Modificador del Ángulo de Incidencia, $K(\theta)$, que tiene en cuenta todas las pérdidas que ocurren para un ángulo de incidencia mayor que cero, y que no están contenidas en el rendimiento óptico pico (el cual se refiere a un ángulo de incidencia nulo): pérdidas del final del colector, bloqueo de la radiación solar concentrada por parte de los soportes del tubo absorbedor, e influencia del ángulo de incidencia en la absorptividad y transmisividad del tubo y reflectividad de los espejos.

El modificador del ángulo de incidencia depende directamente del ángulo de incidencia, siendo $K(\theta) = 1$ para ángulo de incidencia nulo, $\theta = 0$, y $K(\theta) = 0$ para ángulo de incidencia igual a 90° . El valor del modificador del ángulo de incidencia se da en forma de polinomio, cuyos coeficientes se determinan experimentalmente.

Para el colector *Eurotrough*, el modificador del ángulo de incidencia viene dado por la siguiente ecuación.

$$K(\theta) = \cos(\theta) - 2.859621 \cdot 10^{-5} \cdot \theta^2 - 5.25097 \cdot 10^{-4} \cdot \theta$$

donde θ es el ángulo de incidencia en grados

De esta manera, el factor final incluye el efecto coseno y el modificador del ángulo de incidencia.

- Reflectividad

[2] Entre los distintos materiales que se pueden usar para el reflector cilindro parabólico, la técnica más generalizada actualmente es la de depositar una fina capa de plata sobre vidrio grueso curvado en caliente. La reflectividad ρ que presenta el espejo así constituido puede llegar a alcanzar el valor de 93.5% (0.935).

Estas pérdidas son más acusadas cuanto menor es la reflectividad del cristal, de ahí que uno de los factores más importantes en el mantenimiento del campo solar sea la limpieza de los espejos. La velocidad del ensuciamiento varía según las estaciones, siendo mayor en verano que en invierno.

- Factor de interceptación

[2] Parte de los rayos reflejados por el espejo concentrador no alcanzan el tubo absorbedor por diversas causas, entre las que se incluyen imperfecciones macroscópicas o microscópicas de las cubiertas, errores en el posicionamiento del colector o en la posición relativa del tubo absorbedor respecto al colector, etc. Todas estas pérdidas se cuantifican a través del factor de interceptación γ . Para el caso del colector Eurotrough, el valor es del 92% (0.92).

Aplicando todos estos factores a la potencia que llega al campo solar se obtiene la potencia del campo solar con las pérdidas ópticas.

2. PÉRDIDAS TÉRMICAS

[2] Además de las pérdidas ópticas, en un colector cilindro parabólico existen también pérdidas térmicas, que ocupan el segundo lugar en orden de importancia. Las pérdidas térmicas se producirán en el sistema de tuberías que enlaza colectores y lazos entre sí.

Con el objetivo de poder introducir las pérdidas térmicas en la simulación, es necesario desarrollar una expresión simplificada de dichas pérdidas en forma de regresión lineal, función de diversos parámetros. Por ello, como paso previo, es preciso identificar los parámetros que más influyen en la magnitud de las pérdidas térmicas. Los más importantes son: la radiación solar incidente (y el ángulo de incidencia), la temperatura de masa del fluido y la temperatura ambiente, de tal forma que la regresión lineal que se desarrolle será del tipo de la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} \dot{Q}_{Loss_{collector \rightarrow amb}} \text{ (W/m)} \\ &= a_2 \cdot \Delta T^2 + a_1 \cdot \Delta T + a_0 \\ &+ [(b_2 \cdot \Delta T^2 + b_1 \cdot \Delta T + b_0) \cdot (DNI/900) \cdot \cos(\theta)] \end{aligned}$$

siendo: DNI (W/m^2), la radiación solar directa; θ (*grados*), el ángulo de incidencia de la radiación solar; ΔT ($^{\circ}C$), la diferencia de temperatura entre el fluido de trabajo y el ambiente; a_1, b_1 , coeficientes de correlación lineal.

Los coeficientes que definen las pérdidas térmicas en un colector *Eurotrough* aparecen en la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} \dot{Q}_{Loss,collector \rightarrow amb} (W/m) &= 0.00154 \cdot \Delta T^2 + 0.2021 \cdot \Delta T - 24.899 \\ &+ [(0.00036 \cdot \Delta T^2 + 0.2029 \cdot \Delta T + 24.899) \cdot (DNI/900) \cdot \cos(\theta)] \end{aligned}$$

La distribución de temperaturas a lo largo de una fila de colectores es la siguiente:

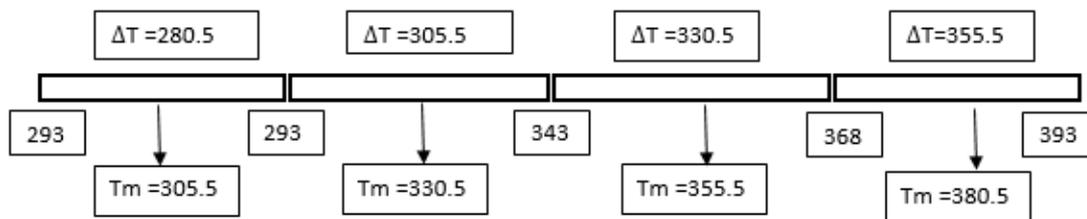


Figura 26. Distribución de temperaturas a lo largo de una fila de colectores

Donde $T_m = T_2 - T_1$ [°C]

$$\Delta T = T_m - T_{amb} \quad (T_{amb} = 25^\circ C)$$

Cada fila de colectores estará compuesta por 4 SCA y se calculará la pérdida térmica para cada uno de ellos. A continuación, se multiplica por la longitud de cada SCA, que será aproximadamente de 150 m, obteniéndose de esta manera la pérdida térmica de una fila de colectores a la atmósfera. Si esto se multiplica por las 156 filas (lazos) de las que está compuesta la planta, se obtienen las pérdidas térmicas del campo solar.

Estas pérdidas térmicas se restarán a la potencia calculada anteriormente para obtener la potencia térmica a la salida del campo solar, que será con la que se trabaje de ahora en adelante.

4.4. Ciclo de carga. Módulo de decisión 1

[1] El proceso de transferencia de calor del campo solar al sistema de almacenamiento se conoce como proceso de carga. El calor recogido por el campo solar se divide entre el bloque de potencia y el sistema de almacenamiento. El bloque de potencia recibe una cantidad predeterminada de ese calor, mientras que el sistema de almacenamiento recibe el resto.

El bloque de potencia normalmente recibiría la máxima cantidad de energía que puede admitir para la generación eléctrica; sin embargo, puede que no siempre sea así. La energía que llega al bloque de potencia podría caer debido a una etapa de demanda reducida o a un proceso de mantenimiento. Esa energía sobrante puede utilizarse para aumentar el nivel del almacenamiento térmico y emplearla posteriormente.

No se transmitirá energía del campo solar al TES si esto puede causar que el TES supere su máximo nivel admisible de energía térmica. Si la energía del TES más la mínima potencia del TES en el proceso de carga menos la potencia debida a las pérdidas supera el nivel máximo de energía que admite el TES, éste no se podrá cargar.

Si esto no es así, la carga del TES será igual a la energía recogida por el campo solar menos la que se transmite al bloque de potencia, sujeto a ciertos límites del TES.

La potencia que se transmite del campo solar al almacenamiento se calcula de la siguiente manera:

$$p_{SF \rightarrow TES} = \left\{ \begin{array}{l} 0, \text{ si } E_{TES} + (p_{TES \text{ Charge}}^{\text{Minimum}} - p_{TES \text{ Loss}}) \cdot \Delta t \geq E_{TES}^{\text{Maximum}} \\ 0, \text{ si } p_{SF} - p_{SF \rightarrow PB} < p_{TES \text{ Charge}}^{\text{Minimum}} \\ p_{SF} - p_{SF \rightarrow PB}, \text{ si } p_{TES \text{ Charge}}^{\text{Minimum}} \leq p_{SF} - p_{SF \rightarrow PB} \leq p_{TES \text{ Charge}}^{\text{Maximum}} \\ p_{TES \text{ Charge}}^{\text{Maximum}}, \text{ si } p_{SF} - p_{SF \rightarrow PB} > p_{TES \text{ Charge}}^{\text{Maximum}} \\ \text{si } E_{TES} + (p_{TES \text{ Charge}}^{\text{Minimum}} - p_{TES \text{ Loss}}) \cdot \Delta t < E_{TES}^{\text{Maximum}} \end{array} \right\}$$

Siendo $E = \text{energía}$, y $p = \text{potencia}$

Aunque se han mencionado los diferentes casos anteriormente, se describen a continuación todos ellos de forma detallada.

- *Caso 1.* Si la energía que hay en el tanque de almacenamiento, más la potencia mínima que admite el tanque en el proceso de carga multiplicada por el tiempo,



que es una hora, menos las pérdidas que puede sufrir el sistema de almacenamiento, multiplicadas también por el tiempo, es mayor o igual que la energía máxima que admite el tanque, éste no se podrá cargar. Debido a que está lleno, la potencia que se dirigirá del campo solar al sistema de almacenamiento será cero.

- *Caso 2.1.* Se tienen que cumplir dos condiciones para que se active el *Caso 2.1*. La primera es que la energía almacenada, más la potencia mínima que admite el tanque en el proceso de carga multiplicada por el tiempo, menos las pérdidas que puede sufrir el sistema de almacenamiento multiplicadas también por el tiempo, ha de ser menor que la máxima energía admisible del tanque, es decir, el tanque no está lleno y admite más energía. La segunda condición que ha de cumplirse es que la potencia que recibe el campo solar, menos la que se dirige al bloque de potencia, es decir, la que se trasladaría al sistema de almacenamiento, ha de ser menor que la potencia mínima que admite el TES en el proceso de carga. Si acaece esta condición, la potencia que se almacenará será nula, ya que se ha establecido la condición de que el tanque sólo se podrá cargar si la potencia que se dirige del campo solar al bloque de potencia es menor a la mínima admisible por el tanque. Si no ocurre esta segunda condición, aunque si aconteciese la primera, el tanque no se cargará.
- *Caso 2.2.* Al igual que en el *Caso 2.1*, se tienen que cumplir dos condiciones para que el *caso 2.2* se active. La primera condición es la misma que en *Caso 2.1*, es decir, el tanque no debe estar lleno. La segunda condición que ha de satisfacerse es que la potencia que recibe el campo solar menos la que se dirige al bloque de potencia, es decir, la potencia que se trasladaría al sistema de almacenamiento, tiene que estar entre el nivel mínimo y máximo de la potencia admisible en el tanque de carga. Esta condición implica que la potencia que se almacene pueda contenerse en el tanque sin ningún problema. Si las dos condiciones mencionadas ocurren simultáneamente, el tanque podrá cargarse; y la potencia recibida en el almacenamiento será la resta entre la recibida en el campo solar menos la que se dirige al bloque de potencia.

- Caso 3.3.* Al igual que el *caso 2.1* y *2.2*, tienen que cumplirse dos condiciones para que este caso se active. La primera condición es la misma que para *los casos 2.1* y *2.2*, esto es, que el tanque no esté completamente lleno. La segunda condición que ha de satisfacerse es que la potencia que recibe el campo solar menos la que se dirige al bloque de potencia, tiene que ser mayor a la máxima potencia admisible por el tanque en el proceso de carga. Si se dan estos dos requisitos, la potencia que admitirá el TES será la máxima que admita el tanque, ya que, si se dispone de más potencia de la que se puede admitir, sólo se podrá almacenar la máxima.

El diagrama de bloques que permite analizar la lógica del ciclo de carga se muestra a continuación, además de un ejemplo del código programado para este proceso.

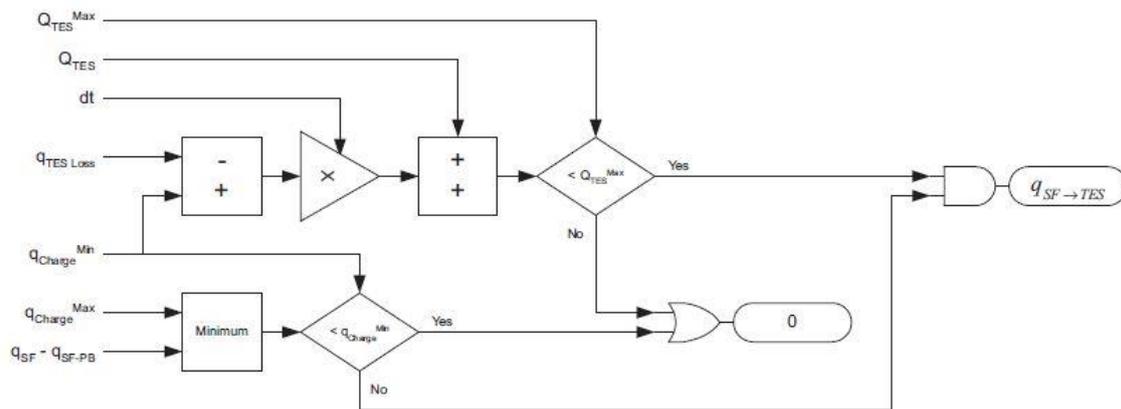


Figura 27. Diagrama de bloques del ciclo de carga

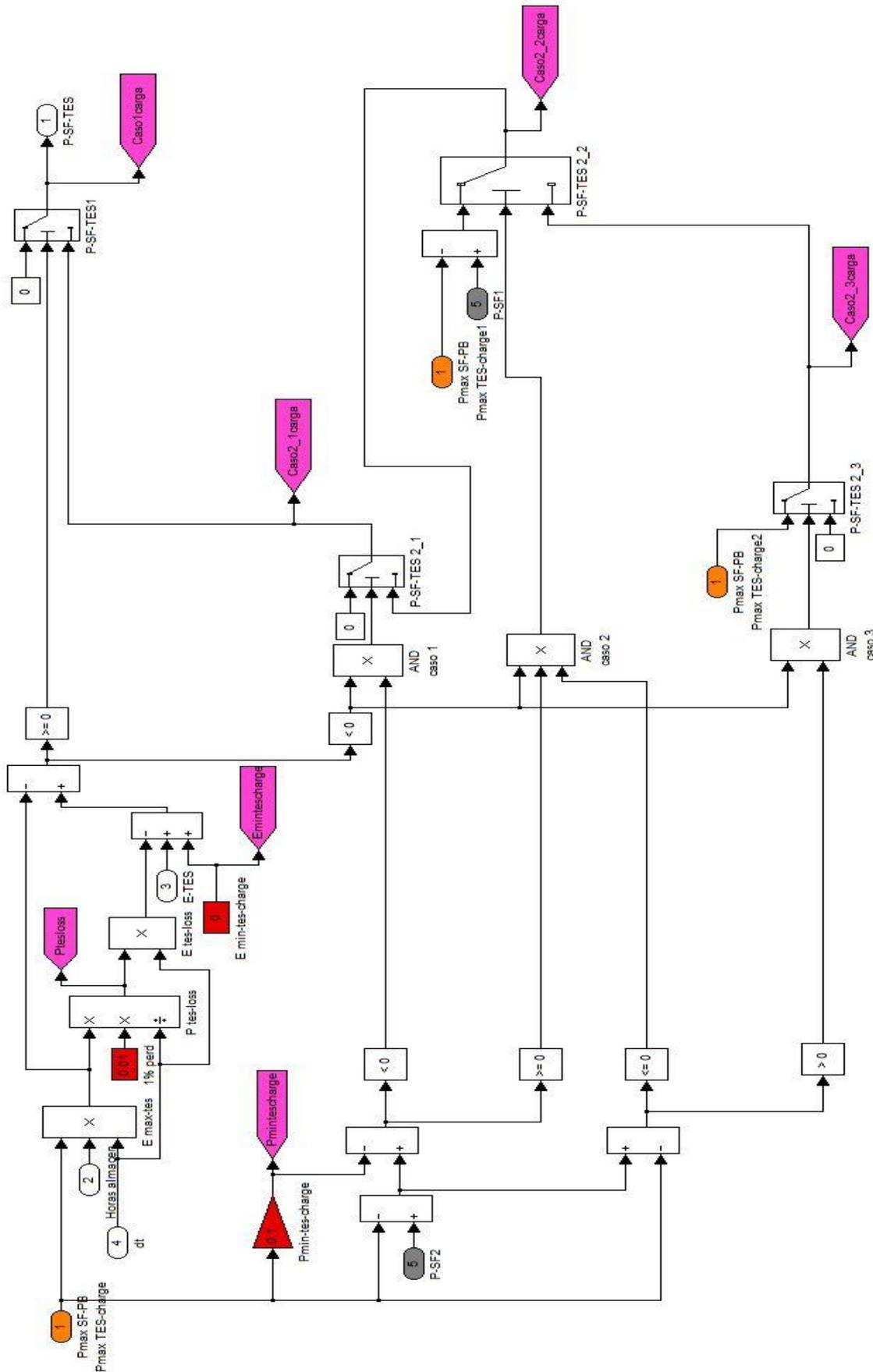


Figura 28. Ejemplo de diagrama de bloques en Simulink

Los datos que aparecen a continuación, en relación al proceso de carga, están definidos en la *Tabla 6*.

Se asume que la máxima potencia que puede absorber el TES es la misma que puede absorber el PB:

$$p_{SF \rightarrow PB} = p_{SF \rightarrow PB}^{Max} = 153.14 \text{ MWt}$$

Además, se asume que la mínima potencia que puede absorber el TES es el 10% de la máxima potencia de almacenamiento en el proceso de carga:

$$p_{TES \text{ Charge}}^{Minimum} = 0.10 \cdot p_{TES \text{ Charge}}^{Maximum}$$

La máxima energía que puede absorber el almacenamiento es la siguiente:

$$E_{TES}^{Maximum} = p_{SF \rightarrow PB} \cdot dt \cdot 8$$

La potencia que se pierde en el almacenamiento es el 1% de la máxima energía dividida entre dt:

$$p_{TES \text{ Loss}} = 0.01 \cdot \frac{E_{TES}^{Maximum}}{dt}$$

Mediante el ciclo de carga se obtiene la potencia del campo solar que pasa al almacenamiento.

Sin embargo, no toda la potencia del campo solar pasa al módulo de almacenamiento. La secuencia será la siguiente: la potencia del campo solar se dirige al bloque de potencia hasta que éste no admita más (ha llegado a su nivel máximo); la potencia restante se almacenará en los tanques de almacenamiento, pero puede que siga sobrando cierta cantidad captada del campo solar. Con esta potencia sobrante se realizará un proceso de “dumping”, que consiste en desperdiciar dicha potencia captada, que no se podrá aprovechar para generar energía eléctrica ni para almacenarla para un posterior uso.

Las ecuaciones a seguir para calcular la parte de la potencia del campo solar (SF) que pasa al bloque de potencia (PB), al almacenamiento (TES) y a Dumping son las siguientes:

$$P_{PB} = P_{SF} - P_{TES}$$



$$\text{Si } P_{PB} > P_{PB}^{max} \rightarrow P_{PB} = P_{PB}^{max}$$

Si esto no ocurre, se utilizará P_{PB} .

$$P_{DUMPING} = P_{SF} - P_{TES} - P_{PB}^{max}$$

$P_{SF \rightarrow TES}$ se calculará mediante el ciclo de carga.

4.5. Almacenamiento

El proceso de almacenamiento de energía se lleva a cabo mediante el operador “Integrator”, que consiste en un acumulador cuya entrada es dependiente del tiempo, pero su salida no lo es. De esta manera, se va acumulando la potencia dentro del tanque de almacenamiento a lo largo del tiempo, obteniéndose a la salida del operador el nivel al que se encuentra el tanque.

Para poder determinar la energía que se obtiene en el almacenamiento (E_{TES}) será necesario hacer lo siguiente:

$$E_{TES} = (P_{SF \rightarrow TES} - P_{TES \rightarrow PB}) \cdot dt$$

$P_{SF \rightarrow TES}$ se ha calculado en el ciclo de carga (módulo de decisión 1).

$P_{TES \rightarrow PB}$ se calculará en el ciclo de descarga (módulo de decisión 2), explicado a continuación.

De esta manera, se va anotando en cada momento la potencia que se almacena y la que se va descargando, obteniendo así el nivel de energía en el almacenamiento

4.6. Ciclo de descarga. Módulo de decisión 2

[2] La transferencia de calor del sistema de almacenamiento al bloque de potencia se lleva a cabo en el proceso de descarga. La potencia almacenada en el TES se descarga a PB para aumentar la operación del bloque de potencia en períodos de poco o de ningún recurso solar, como puede ser durante la noche, en presencia de nubes o en procesos de mantenimiento. No se descargará potencia desde el sistema de almacenamiento hasta el bloque de potencia si esto puede causar que el nivel del TES cae por debajo de su energía térmica mínima admisible. Si la energía del TES menos la energía mínima del proceso de descarga del TES junto con sus pérdidas es menor que la potencia mínima admisible del sistema de almacenamiento en el ciclo de descarga, el sistema no se puede descargar. Evidentemente, el TES no debe ser descargado si se está cargando, ya sea mediante el campo solar o mediante los calentadores auxiliares. La descarga del TES se puede ajustar en función de la disponibilidad del campo solar.

Por otra parte, si la energía del TES menos la energía mínima del proceso de descarga del TES junto con sus pérdidas es mayor que la potencia mínima admisible del ciclo de descarga, el TES puede descargar potencia al PB. La descarga se lleva a cabo ya sea para aumentar la entrada de potencia al PB durante tiempos de producción del campo solar bajos, designado como Caso 2, o para prolongar la entrada de potencia al PB durante tiempos de producción del campo solar nulos, designado como Caso 3.

Bajo el Caso 2, durante tiempos de producción de SF bajos, la descarga del TES es igual al mínimo de las dos cantidades siguientes: la energía térmica residual del TES dividido entre el tiempo menos sus correspondientes pérdidas, y la máxima potencia del PB menos la potencia transmitida desde el SF hasta el PB, sujeto a los límites de descarga del TES.

La lógica del Caso 2 tiene como objetivo maximizar la generación eléctrica maximizando la carga del bloque de potencia. Sin embargo, esto puede no ser deseado a veces. La carga óptima del PB puede reducirse debido a la baja demanda, mantenimiento o bajos precios de venta de la electricidad. Si es así, la lógica del Caso 2 debe ajustarse acorde para optimizar la tasa de descarga del sistema de almacenamiento.

Bajo el Caso 3, no hay producción del campo solar, la descarga del TES es igual a la energía térmica residual del TES dividida entre el tiempo que queda para que el campo

solar entre en funcionamiento, sujeto a los límites de descarga del TES. Además, el tiempo para que el campo solar entre en funcionamiento se puede considerar igual al tiempo que resta para la salida del Sol. El tiempo para que el campo solar entre en funcionamiento puede aumentar si se esperan nubes que puedan retrasar la aparición del Sol.

Un caso especial se presenta para niveles de energía térmica del TES bajos. La descarga del TES es igual al mínimo nivel de descarga del TES si la energía térmica residual del TES es demasiado pequeña para ser distribuida de manera uniforme dividida entre el tiempo restante para que el campo solar entre en funcionamiento. Esto es así hasta que la energía térmica residual integrada del TES sea menor que el nivel mínimo de descarga del TES; en esa etapa no podrá extraerse potencia del almacenamiento.

La lógica del Caso 3 tiene como objetivo optimizar la generación eléctrica mediante la liberación de energía térmica del TES al PB durante el tiempo que resta para que el campo solar entre en funcionamiento. Sin embargo, este puede no ser el esquema deseado en el proceso de descarga. La potencia óptima del PB puede variar con el tiempo debido a variaciones de la demanda, mantenimiento, o fluctuaciones de los precios de venta de la electricidad. Por lo tanto, la lógica del Caso 3 debe ajustarse para optimizar la descarga del sistema de almacenamiento.

El proceso de descarga se calcula como se muestra a continuación:

$$\begin{aligned}
 & p_{TES \rightarrow PB} \\
 & \left(\begin{array}{l} 0, \\ \min \left\{ \frac{E_{TES} - E_{TES}^{Minimum}}{t} - p_{TES Loss}, \left\{ \begin{array}{l} 0, p_{PB}^{Maximum} - p_{SF \rightarrow PB} < p_{TES Discharge}^{Minimum} \\ p_{PB}^{Maximum} - p_{SF \rightarrow PB}, p_{TES Discharge}^{Minimum} \leq p_{PB}^{Maximum} - p_{SF \rightarrow PB} \leq p_{TES Discharge}^{Maximum} \\ p_{TES Discharge}^{Maximum}, p_{PB}^{Maximum} - p_{SF \rightarrow PB} > p_{TES Discharge}^{Maximum} \end{array} \right\} \right\} \end{array} \right) \left. \begin{array}{l} \text{Caso 1} \\ \text{Caso 2} \end{array} \right\} \\
 & = \left\{ \begin{array}{l} \left\{ \begin{array}{l} 0, \frac{E_{TES} - E_{TES}^{Minimum}}{t} < p_{TES Discharge}^{Minimum} \\ p_{TES Discharge}^{Minimum}, \frac{E_{TES} - E_{TES}^{Minimum}}{t} \geq p_{TES Discharge}^{Minimum}, \frac{E_{TES} - E_{TES}^{Minimum}}{t_{OFF \rightarrow ON}} < p_{TES Discharge}^{Minimum} \end{array} \right\} \\ \frac{E_{TES} - E_{TES}^{Minimum}}{t_{OFF \rightarrow ON}}, p_{TES Discharge}^{Minimum} \leq \frac{E_{TES} - E_{TES}^{Minimum}}{t_{OFF \rightarrow ON}} \leq p_{TES Discharge}^{Maximum} \\ p_{TES Discharge}^{Maximum}, \frac{E_{TES} - E_{TES}^{Minimum}}{t_{OFF \rightarrow ON}} > p_{TES Discharge}^{Maximum} \end{array} \right\} \left. \begin{array}{l} \text{Caso 3} \end{array} \right\}
 \end{aligned}$$

Donde

$$\begin{aligned}
 \text{Caso 1} & \rightarrow E_{TES} - (p_{TES Loss} + p_{TES Discharge}^{Minimum}) \cdot \Delta t \leq E_{TES}^{Minimum} \text{ OR } p_{SF \rightarrow TES} \\
 & \neq 0 \text{ OR } p_{Aux \rightarrow TES} \neq 0
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Caso 2} \rightarrow E_{TES} - (p_{TES\text{ Loss}} + p_{TES\text{ Discharge}}^{\text{Minimum}}) \cdot \Delta t > E_{TES}^{\text{Minimum}} \text{ AND } p_{SF \rightarrow TES} \\ = 0 \text{ AND } p_{Aux \rightarrow TES} = 0 \text{ AND } t_{OFF \rightarrow ON} = 0 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Caso 3} \rightarrow E_{TES} - (p_{TES\text{ Loss}} + p_{TES\text{ Discharge}}^{\text{Minimum}}) \cdot \Delta t > E_{TES}^{\text{Minimum}} \text{ AND } p_{SF \rightarrow TES} \\ = 0 \text{ AND } p_{Aux \rightarrow TES} = 0 \text{ AND } t_{OFF \rightarrow ON} \neq 0 \end{aligned}$$

Al igual que se hizo en el ciclo de carga y, a pesar de que se hayan mencionado anteriormente, se describe cada caso de forma detallada.

- Caso 1.* Han de darse tres posibles condiciones para que este caso se active. La primera de ellas es que la energía que hay en los tanques de descarga, menos potencia relativa a las pérdidas del sistema de almacenamiento multiplicada por el tiempo, que es una hora, menos la potencia mínima admisible del proceso de descarga multiplicada también por el tiempo, ha de ser menor que la energía mínima que admiten los tanques, esto es, que la totalidad de la energía de los tanques de descarga sea menor que la mínima exigida. La segunda condición es que la potencia que se dirige del campo solar al sistema de almacenamiento tiene que ser distinta de cero, es decir, el proceso de carga está activo. La última condición determina que la potencia enviada de los calentadores auxiliares al sistema de almacenamiento tiene que ser distinta de cero, es decir, los tanques están siendo calentados exteriormente para evitar que las sales se congelen. Una vez analizadas las tres condiciones, se establece que, o bien cuando la energía a almacenar sea menor que la mínima exigida, o bien cuando los tanques estén cargándose, o bien cuando estén siendo calentados por los calentadores auxiliares, la descarga será nula, es decir, el proceso de descarga no podrá activarse.
- Caso 2.* Para este caso han de cumplirse cuatro condiciones. La primera es que la energía que se vaya a descargar tiene que ser mayor a la energía mínima exigida para el ciclo de descarga. La segunda condición enuncia que la potencia que se dirige del campo solar al sistema de almacenamiento tiene que ser cero, es decir, los tanques no están cargándose. La tercera condición establece que la potencia que envían los calentadores auxiliares



al sistema de almacenamiento para evitar la congelación de las sales ha de ser cero, es decir, los tanques no están siendo calentados exteriormente. La cuarta y última condición formula que el tiempo restante para que el campo solar entre en funcionamiento tiene que ser cero, es decir, el SF está recibiendo radiación solar. Si estas cuatro condiciones tienen lugar simultáneamente, la descarga tomará el siguiente valor: será el valor mínimo entre la energía que haya en el TES menos el nivel mínimo exigido, dividida entre el tiempo, que será una hora, menos la potencia relativa a las pérdidas del sistema de almacenamiento y, o bien cero (si la máxima potencia admisible por el bloque de potencia menos la potencia dirigida del campo solar al PB es menor que la mínima potencia admisible del ciclo de descarga, es decir, la potencia que se podría descargar es menor que la mínima admisible), o bien la diferencia entre la potencia máxima que admite el PB y la que se dirige del campo solar al bloque de potencia, es decir, la que se podría descargar (si la potencia a descargar está situada entre los valores mínimo y máximo admisible en el proceso de descarga), o bien la máxima potencia admitida por el TES en la descarga (si la potencia a descargar es mayor que la máxima exigida).

- *Caso 3.1.* En primer lugar, han de cumplirse las mismas cuatro condiciones que en el *caso 2* a excepción de la última. En este caso, el tiempo restante para que el campo solar entre en funcionamiento ha de ser distinto de cero, es decir, el SF no está recibiendo radiación solar y, por tanto, no está funcionando. Además de estas cuatro condiciones, es necesario satisfacer una premisa más, y es que la energía que hay en los tanques de almacenamiento menos la mínima energía exigida en dichos tanques, dividida entre el tiempo, ha de ser menor que la potencia mínima admisible por el TES en el proceso de descarga, es decir, la potencia a descargar es menor que la mínima permitida. Si todo esto ocurre, la descarga será nula, debido a que no se puede descargar una potencia menor a la mínima.
- *Caso 3.2.* Para que este caso se active, han de satisfacerse en primer lugar las cuatro primeras condiciones que se establecen en el *caso 3.1*. Además, han de cumplirse otros dos enunciados. Si la energía que hay en los tanques



menos la energía mínima exigida para almacenar, dividido todo ello entre una hora, es mayor o igual que la potencia mínima exigida para poder descargar; y además, si la energía que hay en los tanques menos la energía mínima exigida para poder almacenar, dividido todo ello entre el tiempo restante para que el campo solar comience a funcionar, es menor que la potencia mínima para poder comenzar la descarga, el proceso de descarga no se activará, es decir, la descarga será nula.

- *Caso 3.3.* Para que este caso entre en funcionamiento han de cumplirse, en primer lugar, las cuatro condiciones iniciales del *caso 3.1*. Además, ha de satisfacerse que la energía que hay en los tanques menos la mínima admisible en los tanques, dividido todo ello entre el tiempo que falta para que el campo comience a funcionar, tiene que estar situado entre los niveles mínimo y máximo de potencia admisible, es decir, hay potencia suficiente para descargar sin sobrepasar ninguno de los dos límites. En ese caso, la potencia que se descargará será toda aquella de la que se disponga en los tanques.
- *Caso 3.4.* Para este último caso han de cumplirse también las cuatro condiciones iniciales del *caso 3.1*. Además, ha de cumplirse que la energía de la que se disponga para descargar supere la máxima potencia exigida para el ciclo de descarga. Si esto ocurre, la potencia que se podrá descargar será la máxima.

El diagrama de bloques que permite analizar la lógica del ciclo de descarga se muestra a continuación:

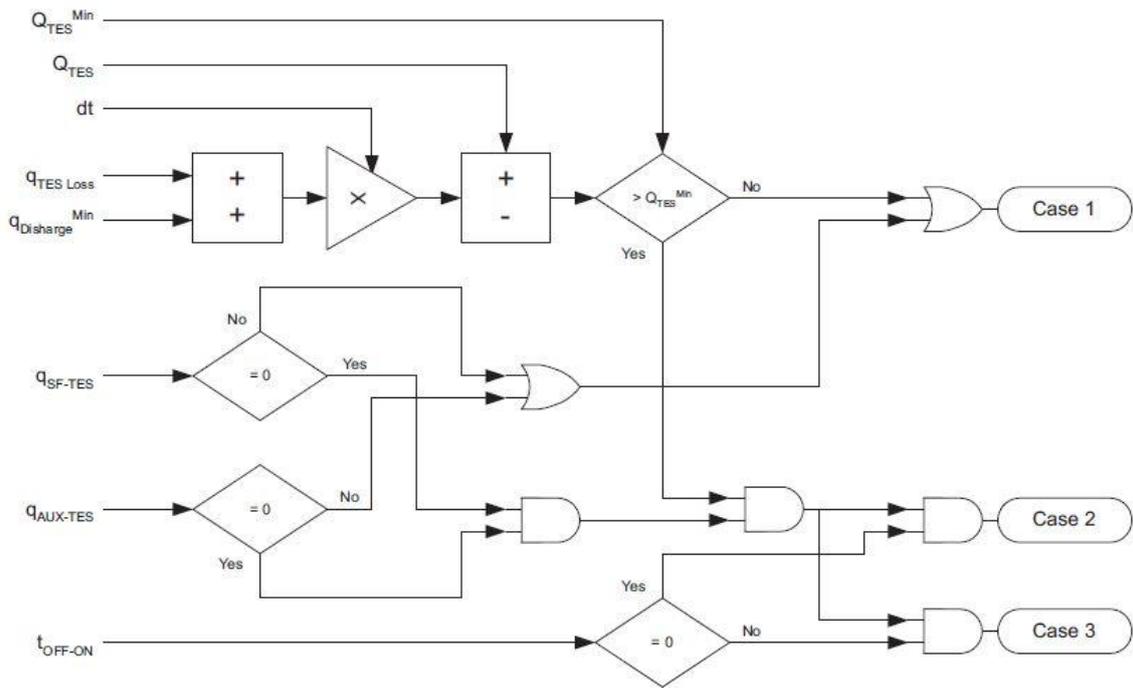


Figura 29. Diagrama de bloques del ciclo de descarga

El diagrama de bloques relacionado con el Caso 2 es el que sigue a continuación:

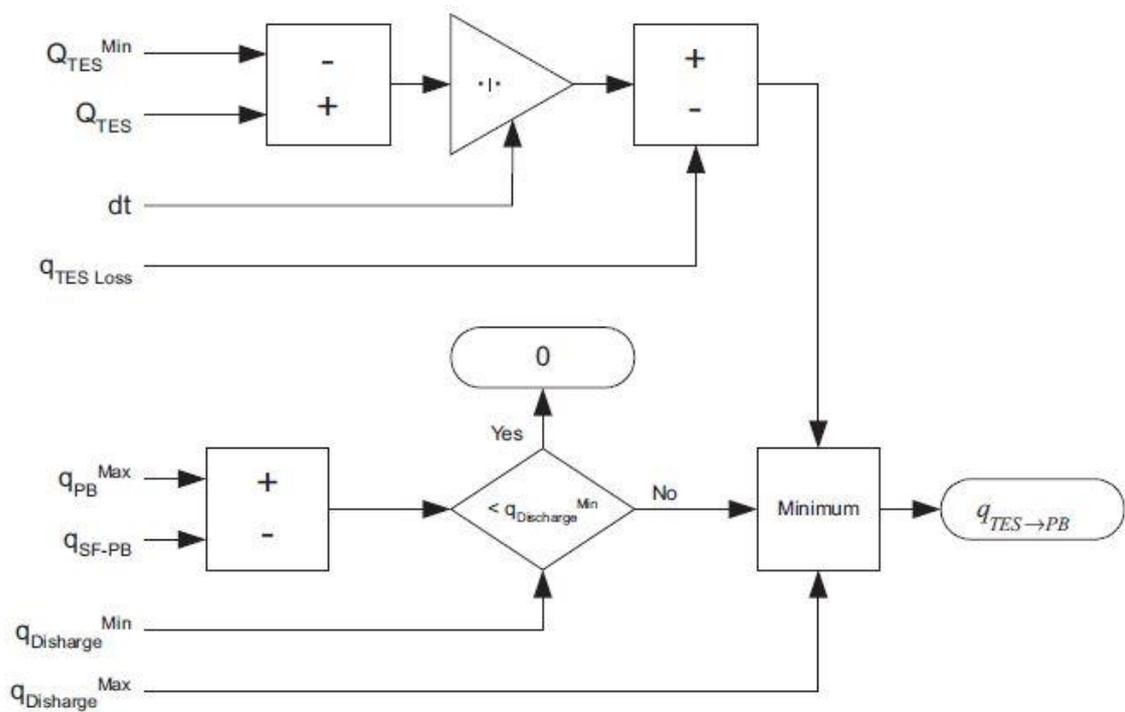


Figura 30. Diagrama de bloques del Caso 2 del ciclo de descarga

El diagrama de bloques relacionado con el Caso 3 es el que sigue a continuación:

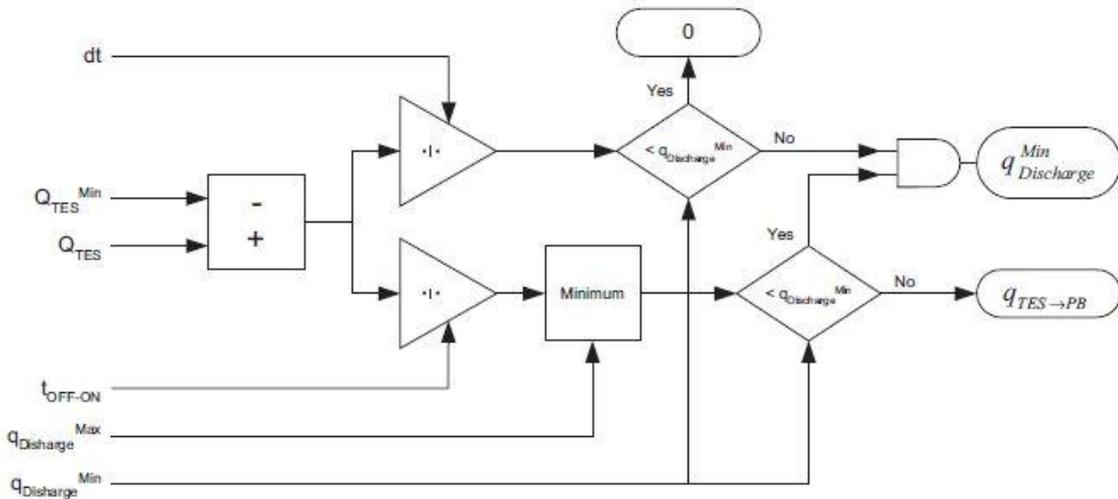


Figura 31. Diagrama de bloques del Caso 3 del ciclo de descarga

4.7. Calentadores auxiliares

[1] Ocasionalmente el bloque de potencia puede recibir potencia extra procedente de calentadores auxiliares (AUX), que son alimentados por baterías eléctricas, para generar energía eléctrica; sin embargo, esto representa un procedimiento de funcionamiento que no es muy común. Si el suministro de potencia al PB es algo bajo, los calentadores auxiliares pueden impulsar ese suministro, lo que implicaría maximizar la eficiencia térmica del bloque de potencia, aunque este asunto no se tratará en este Trabajo. Los calentadores auxiliares también se pueden usar para suministrar potencia al PB cuando, tanto el campo solar como el almacenamiento, son incapaces de transmitir potencia al bloque de potencia, manteniendo así el PB en marcha y evitando el coste que supondría tener que cerrar la planta. Aunque este proceso no es muy complejo, no se tendrá en cuenta ya que va más allá del alcance de este Trabajo.

La transferencia de potencia desde los calentadores auxiliares hasta el sistema de almacenamiento es otro proceso que se debe considerar. Es un proceso no estándar que

se lleva a cabo para evitar la congelación de las sales durante largos períodos de tiempo de ausencia o pequeñas etapas de Sol. También se puede llevar a cabo en los momentos en los que resulte económico almacenar energía para liberarla más tarde.

Para evitar la congelación, no se transmitirá potencia de los calentadores auxiliares al almacenamiento si éste no corre peligro de caer por debajo de su nivel mínimo de energía térmica admisible. Si la potencia del almacenamiento más la potencia transferida del campo solar al almacenamiento menos la potencia debida a las pérdidas es superior a la energía térmica mínima admisible, no será necesario usar los calentadores auxiliares. Si no, la carga auxiliar será igual a la energía térmica residual dividida entre el tiempo más las pérdidas de potencia menos la potencia transmitida desde SF hasta TES.

Por otro lado, no se transmitirá potencia desde AUX hasta el almacenamiento si eso conlleva que dicho almacenamiento supere su nivel máximo de energía térmica permitida. Si la potencia de TES más la potencia transmitida de SF a TES menos sus correspondientes pérdidas supera la energía térmica máxima, el almacenamiento no necesitará los calentadores auxiliares. Si no, la carga auxiliar será igual a la energía térmica del almacenamiento dividida entre el tiempo más la potencia debida a las pérdidas menos la potencia transmitida desde SF hasta TES.

Los calentadores auxiliares trabajarán de la siguiente manera:

$$p_{Aux \rightarrow TES} = \begin{cases} 0, & E_{TES} + (p_{SF \rightarrow TES} - p_{TES Loss}) \cdot \Delta t \geq E_{TES}^{Minimum} \\ \min \left\{ p_{TES Charge}^{Maximum}, p_{Aux}^{Maximum}, \max \left\{ p_{TES Charge}^{Minimum}, p_{Aux}^{Minimum}, \frac{E_{TES} - E_{TES}^{Minimum}}{\Delta t} - p_{SF \rightarrow TES} + p_{TES Loss} \right\} \right\}, & E_{TES} + (p_{SF \rightarrow TES} - p_{TES Loss}) \cdot \Delta t < E_{TES}^{Minimum} \end{cases}$$

- *Caso 1.* Si la energía almacenada, más la potencia que se dirige del campo solar al sistema de almacenamiento menos la potencia debida a las pérdidas, todo ello multiplicado por el tiempo, es mayor o igual que la energía mínima que admite el almacenamiento, la potencia que aportarán los calentadores al sistema de almacenamiento será nula, es decir, si la energía que está presente en los tanques supera el nivel mínimo, no será necesario que los calentadores auxiliares actúen.

- Caso 2.* Si la energía presente en los tanques de almacenamiento no supera el nivel mínimo, los calentadores auxiliares entrarán en funcionamiento, y su potencia tomará el valor mínimo entre los siguientes términos: potencia máxima que admite el sistema de almacenamiento en el proceso de carga, potencia máxima que pueden proporcionar los calentadores auxiliares, y el máximo de los siguientes valores: potencia mínima que admite el sistema de almacenamiento en el proceso de carga, potencia mínima que pueden proporcionar los calentadores auxiliares, y energía almacenada menos su nivel mínimo dividido entre el tiempo menos la potencia que se dirige del campo solar al almacenamiento más las pérdidas. Esto quiere decir que la potencia que proporcionarán los calentadores auxiliares al sistema de almacenamiento no podrá superar los niveles máximos de carga, aunque tendrá que ser superior a los niveles mínimos.

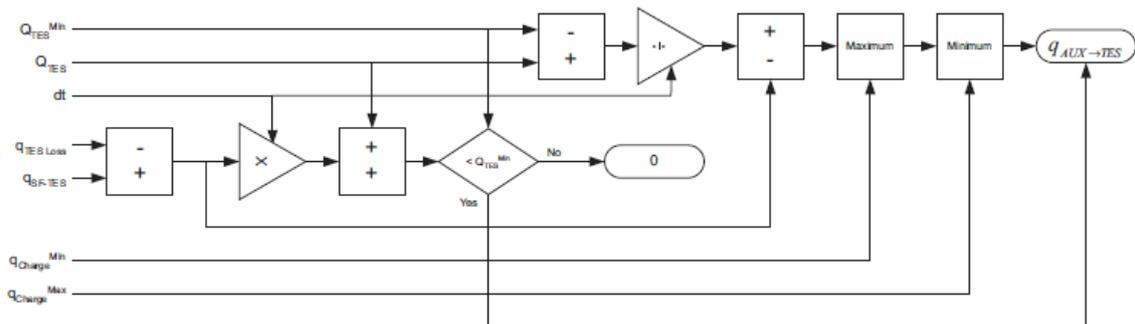


Figura 32. Diagrama de bloques de los calentadores auxiliares

4.8. Bloque de potencia

Se utilizará una turbina de vapor Rankine de 50 MWe. La tabla que se muestra a continuación recoge los datos relativos al rendimiento de la turbina en función de la carga a la que está sometida, que han sido introducidos en la función “Lookup Table”. De esta manera, se obtiene la curva de funcionamiento de la turbina.



Carga	Rendimiento
0% de $P_{SF \rightarrow PB}^{max}$	0
25% de $P_{SF \rightarrow PB}^{max}$	0.21
50% de $P_{SF \rightarrow PB}^{max}$	0.29
75% de $P_{SF \rightarrow PB}^{max}$	0.32
100% de $P_{SF \rightarrow PB}^{max}$	0.37

Tabla 7. Rendimiento de la turbina

Utilizando un integrador que acumule toda la energía que genera la turbina, se obtiene la energía anual que es capaz de generar la planta.



Capítulo 5. Resultados

5.1. Introducción

Una vez generado el código con todos los parámetros definidos en el *capítulo* anterior, se obtienen diversas gráficas que muestran el funcionamiento de la planta diseñada, analizando días concretos de verano y de invierno. Después de esto, se lleva a cabo la validación del emplazamiento, comparando los resultados obtenidos con los teóricos.

A continuación, se desarrollan los procesos de optimización energética y rentable, adoptando una de ellas como solución más óptima.

Por último, se calculan los beneficios obtenidos para la configuración óptima.

5.2. Funcionamiento de la planta

En la primera imagen se muestra la energía almacenada a lo largo de un año. Se observa cómo en los meses de verano esta energía es mayor que en los meses de invierno, debido a que en el período estival los colectores reciben más radiación solar durante más tiempo.

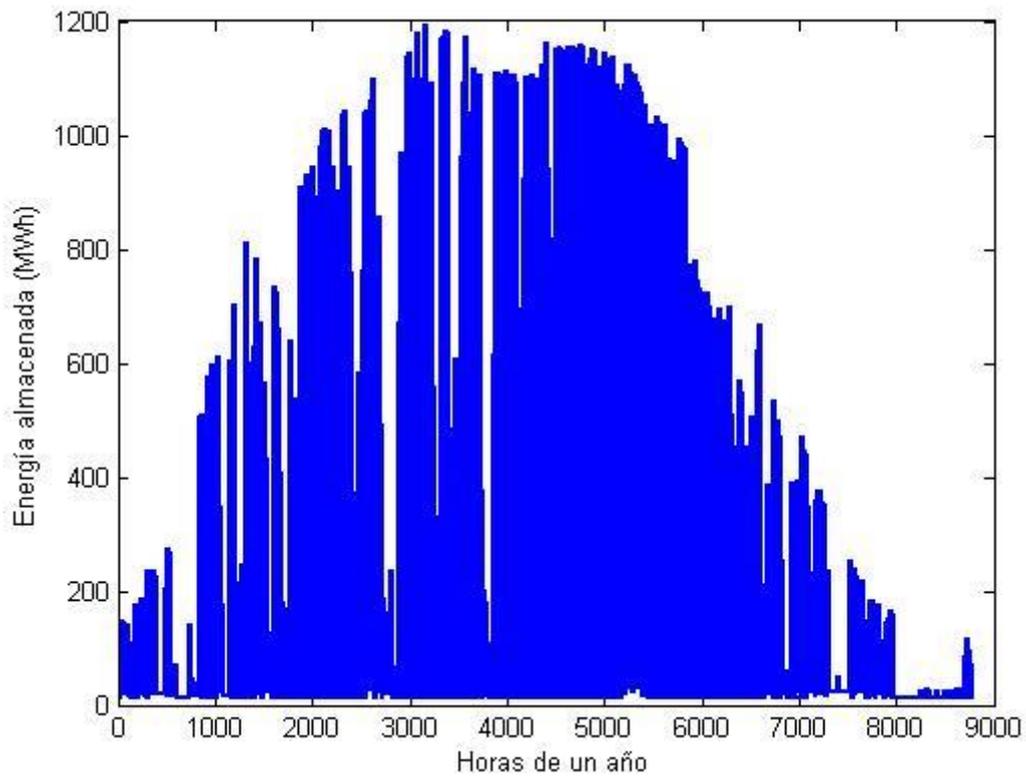


Figura 33. Energía almacenada anualmente

La figura que se muestra a continuación representa cómo varía la energía almacenada a lo largo del día para una jornada de verano. Se observa cómo el nivel de los tanques de almacenamiento no se mantiene constante durante todo el día: cuando hay radiación los tanques se cargan y aumenta el nivel del tanque; en cambio, cuando el Sol se pone, el nivel del tanque disminuye y se produce la descarga.

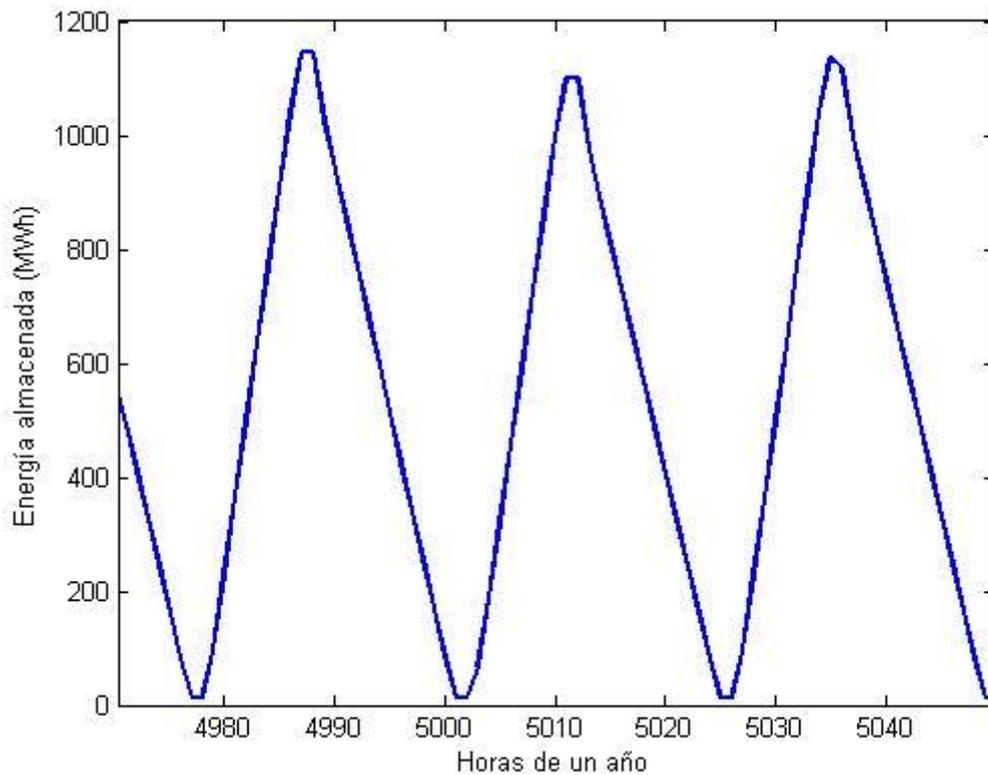


Figura 34. Variación de la energía almacenada diaria

La imagen que se analiza a continuación representa la DNI y la energía almacenada en los tanques para una planta con 156 lazos y 8 horas de almacenamiento.

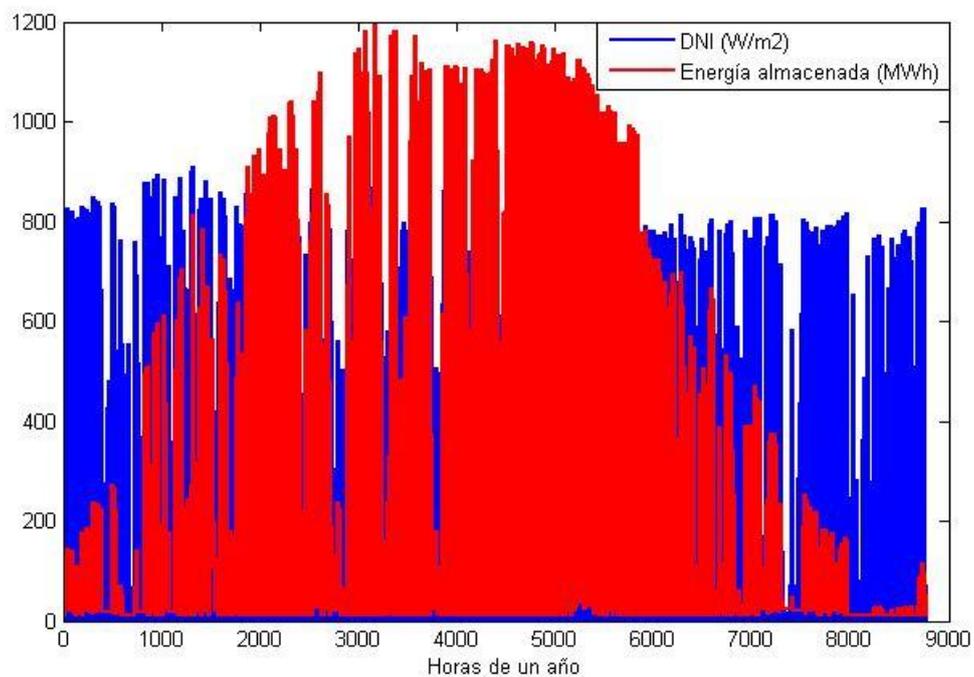


Figura 35. DNI - Energía almacenada para una planta de 156 lazos y 8 horas de almacenamiento

El nivel de los tanques de almacenamiento es mayor en verano que en invierno. Esto se debe a que, durante el período estival llega más DNI durante más tiempo que en invierno. A pesar de esto, en el período invernal los tanques también están cargados, pudiendo generar energía eléctrica durante todo el año y, por tanto, siendo autosuficiente.

A continuación, se muestra la misma gráfica, pero con 156 lazos y 4 horas de almacenamiento en lugar de 8 horas.

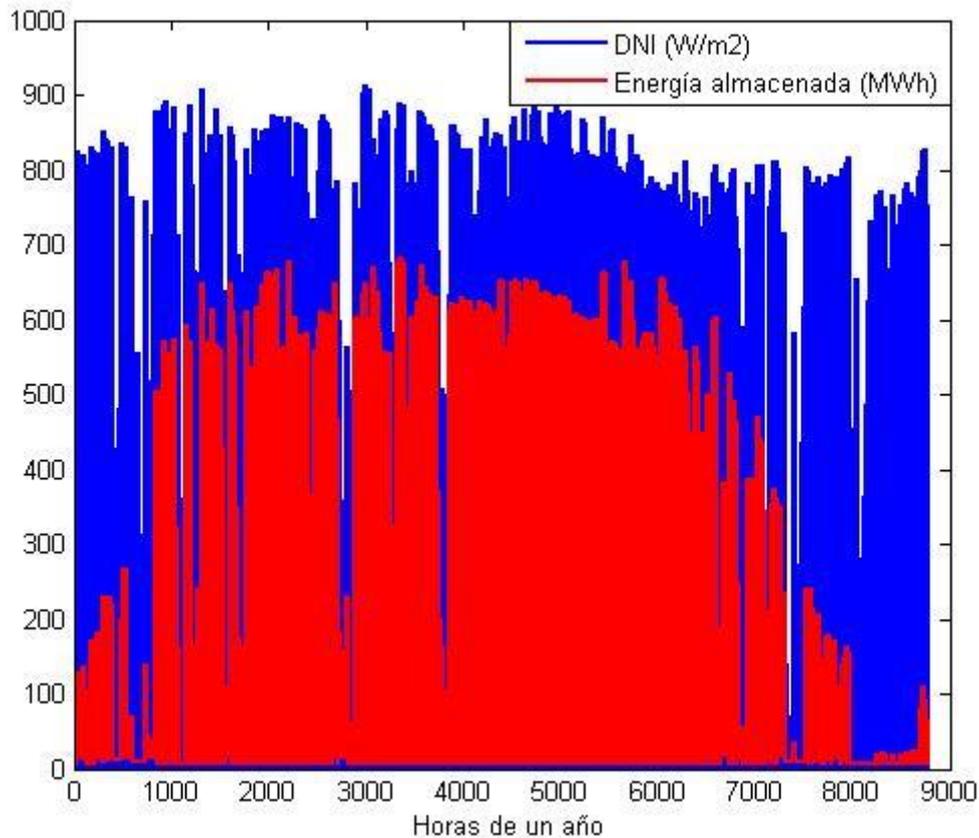


Figura 36. DNI - Energía almacenada para una planta de 156 lazos y 4 horas de almacenamiento

Al disminuir las horas de almacenamiento respecto a la gráfica anterior, se observa cómo la energía almacenada en los tanques es menor. Esto demuestra que, diseñar la planta con un almacenamiento de 4 horas, no resulta tan óptimo como hacerlo de 8 horas.

Ahora se procede a variar el número de lazos. Se representa el diseño de una planta con 312 lazos y 8 horas de almacenamiento.

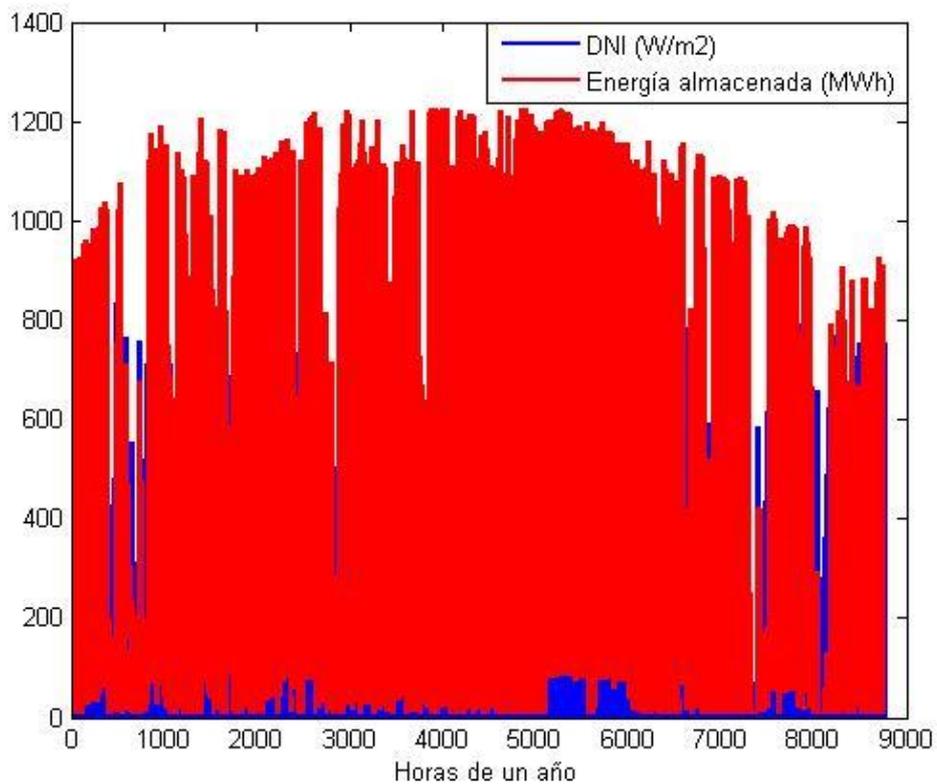


Figura 37. DNI - Energía almacenada para una planta de 312 lazos y 8 horas de almacenamiento

Se observa cómo la energía almacenada resulta excesiva en este caso. Al disponer de más lazos, se puede almacenar mucha más energía, tanto en verano como en invierno. A pesar de ello, una distribución así no será óptima en cuanto a costes.

Ahora, se analiza el ciclo de carga y descarga del sistema de almacenamiento de forma conjunta.

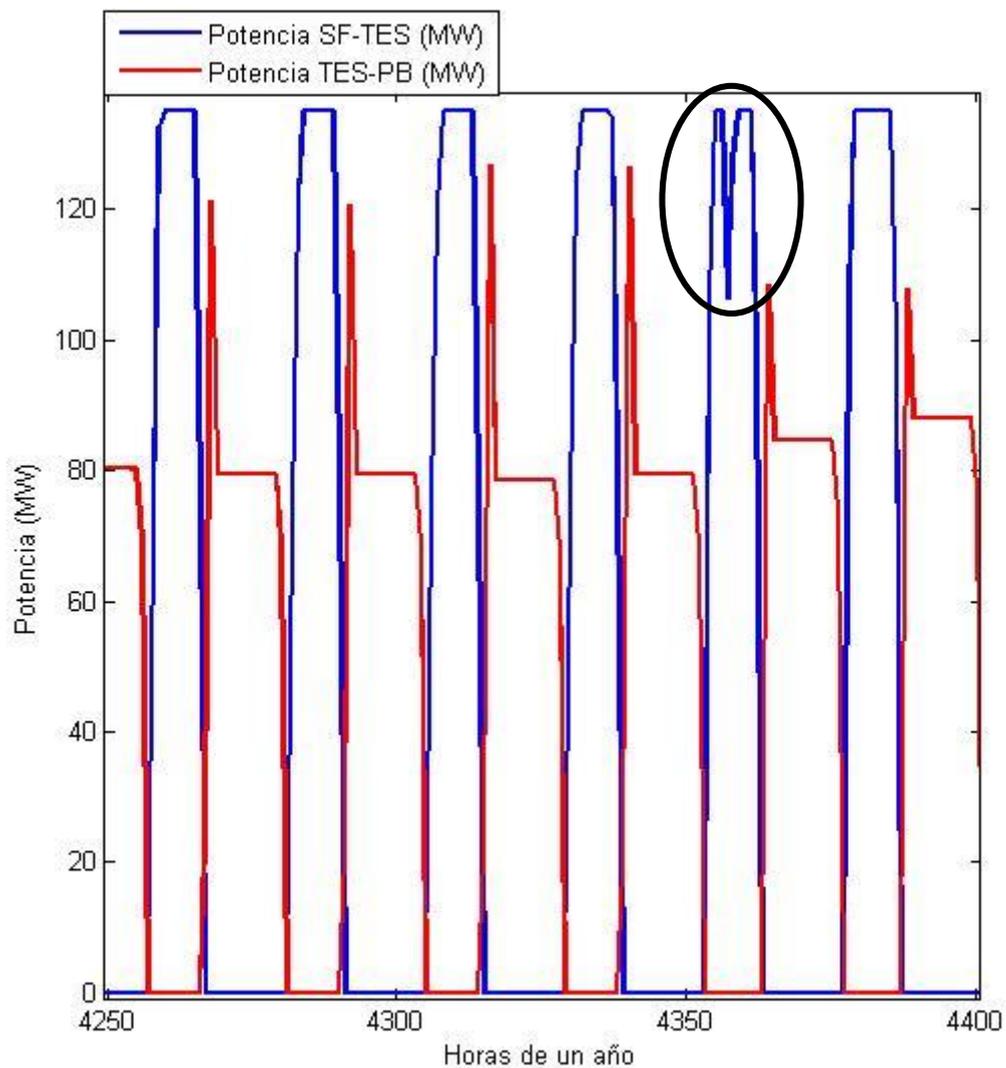


Figura 38. Ciclo de carga y descarga

Se observa cómo los procesos de carga y descarga no pueden darse simultáneamente. Cuando el sistema de almacenamiento se está cargando, el nivel de éste aumenta. Esto ocurre hasta que se pone el Sol; en ese momento comienza el ciclo de descarga, de tal forma que cuando finaliza un proceso, comienza el otro.

Un momento de nubosidad está representado en la zona marcada con un círculo. Cuando aparece una nube, la radiación solar deja de incidir sobre los colectores, de forma que los tanques dejan de almacenar energía en ese momento, descendiendo su nivel. Por el contrario, cuando la nube pasa y los rayos solares vuelven a incidir en el campo solar, el sistema de almacenamiento aumenta su nivel.

A continuación, se van a representar los distintos modelos que puede seguir el ciclo de carga de los tanques de almacenamiento.

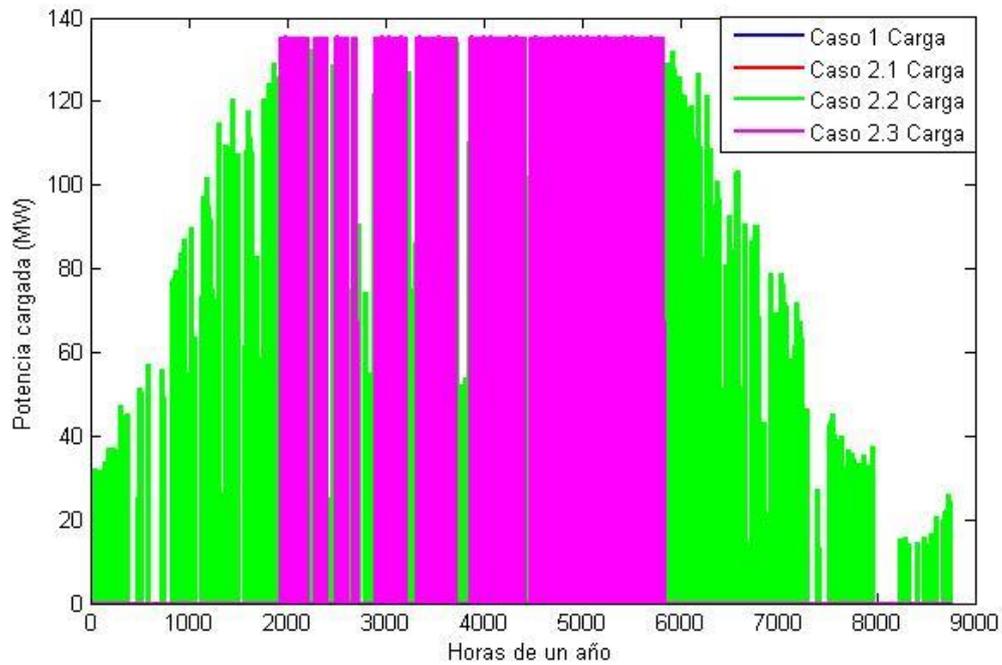


Figura 39. Casos del ciclo de carga

Se observa que “Caso 1” y “Caso 2.1” no aparecen ya que, en esas condiciones, el almacenamiento es nulo.

En la siguiente figura se presentan los “Casos 2.2 y 2.3”.

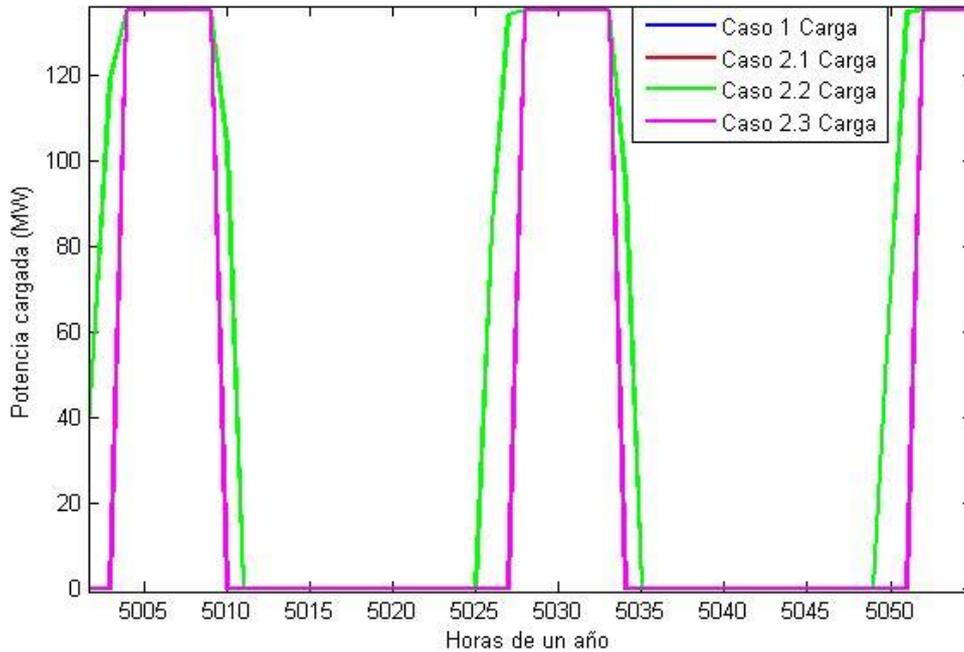


Figura 40. Casos 2.2 y 2.3 del ciclo de carga

En esta figura se observan los “casos 2.2 y 2.3” del proceso de carga para un día de verano. Cuando el sistema se está cargando, los casos 2.2 y 2.3 están activos.

El “caso 2.2” carga la diferencia entre la máxima potencia admisible por los tanques menos la potencia que se recoge del campo solar. Además, el “caso 2.3” carga únicamente la máxima potencia admisible por el sistema de almacenamiento. Se observa que el “Caso 2.3” sólo toma valores nulos o máximos, mientras que el “Caso 2.2” toma valores que varían, pudiendo tomar como máximo la potencia máxima admisible.

Por otro lado, cuando los rayos solares dejan de incidir sobre los colectores, el proceso de carga concluye, al igual que los distintos casos de este ciclo, completándose así las 24 horas de un día.

A continuación, se muestran los mismos casos del ciclo de carga para un día de invierno. Como se ha hecho anteriormente, se muestra una imagen de la energía que se dirige del campo solar al sistema de almacenamiento para comprobar que la carga ocurre en el momento adecuado. Además, se observa cómo la energía almacenada es más irregular que en verano, debido a la intermitencia de la radiación solar.

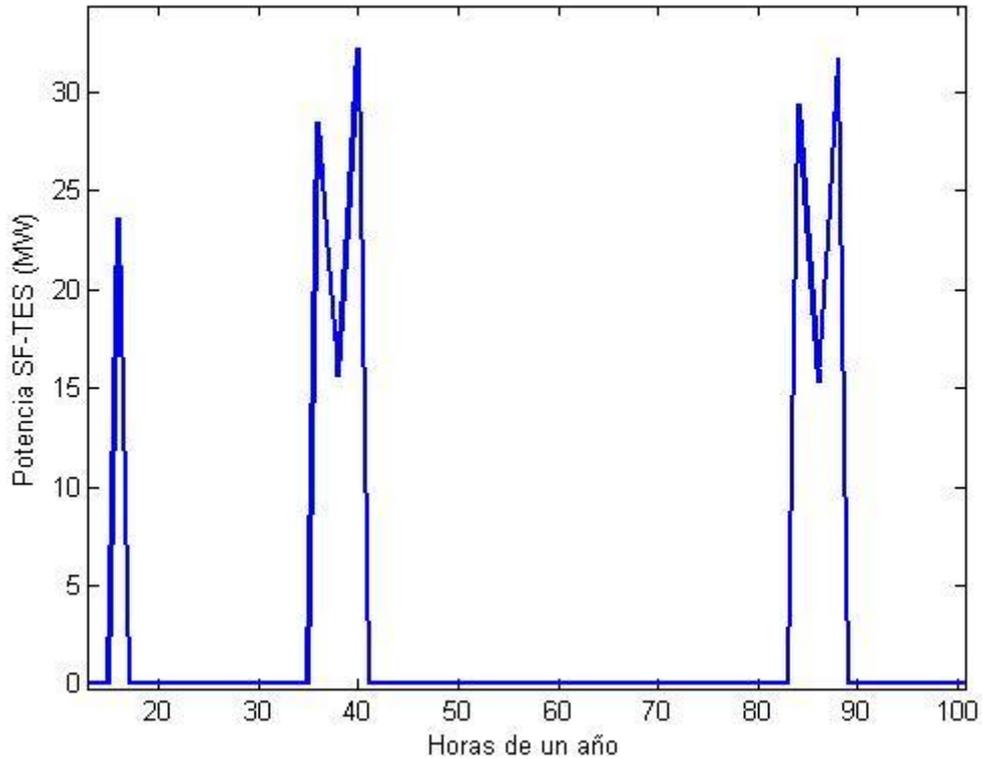


Figura 41. Energía almacenada para un día de invierno

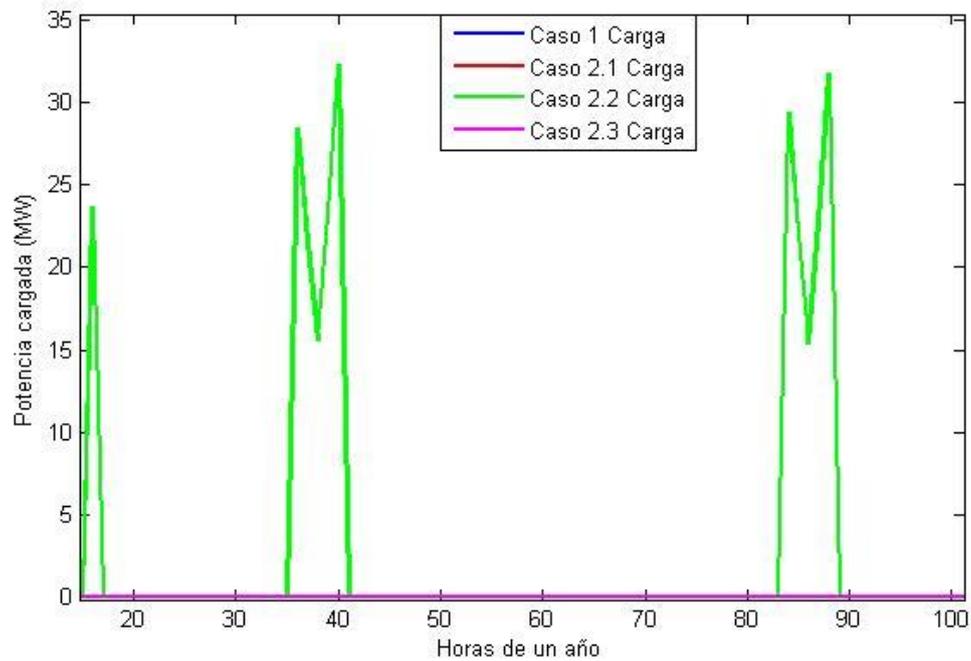


Figura 42. Carga en un día de invierno

En invierno no actúa el “Caso 2.3” en ningún momento, ya que, debido a que incide menor radiación sobre los colectores, nunca se llega a alcanzar la máxima potencia admisible por los tanques. En cambio, el “Caso 2.2” sí que está activo, almacenando la diferencia entre la potencia máxima y la potencia que recoge el campo solar. El valor de potencia almacenada en este caso es mucho menor que el del mismo caso en el período estival; esto es debido a que, como se ha mencionado antes, la radiación solar incidente es menor que en verano.

De igual manera que en verano, cuando la radiación cesa, el sistema de almacenamiento no puede continuar cargándose, y el “Caso 2.2” deja de actuar.

Por último, se estudian los distintos modelos del ciclo de descarga de los tanques de almacenamiento.

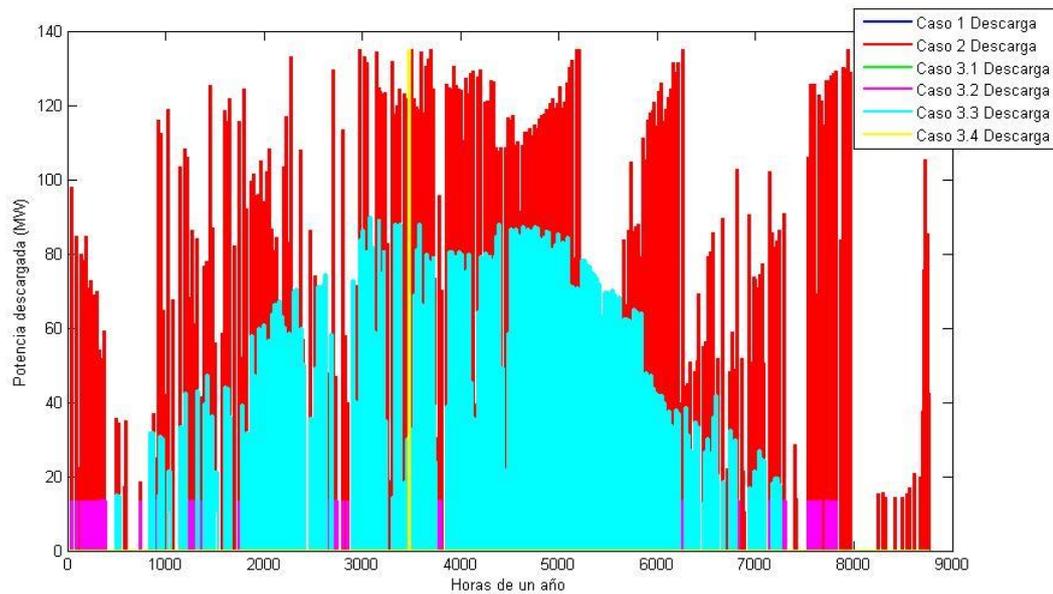


Figura 43. Casos del ciclo de descarga

En función de la potencia de la que se disponga, de descargará siguiendo un caso u otro. El “Caso 1” no aparece representado ya que la descarga en este caso es nula, al igual que en el “Caso 3.1”.

Se comienza analizando un día de verano.

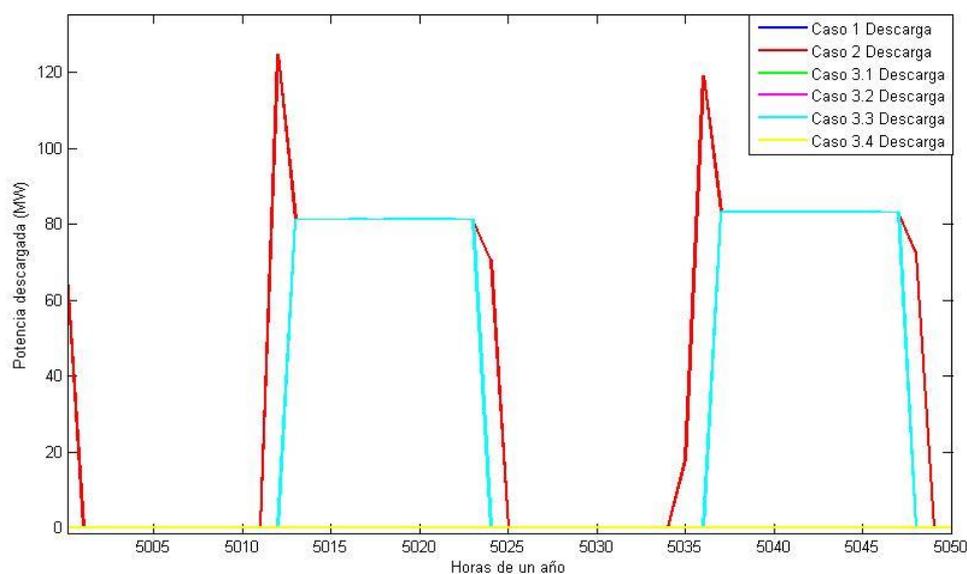


Figura 44. Casos 2 y 3.3 del ciclo de descarga

En esta figura se observan los “Casos 2 y 3.3” del proceso de descarga. El “Caso 2” descarga un mínimo variable que se explicó en el ciclo de descarga. El “Caso 3.3” descarga la energía de la que dispone el sistema de almacenamiento menos la mínima energía admisible dividido entre el tiempo restante para que el campo solar entre en funcionamiento, esto es, la potencia de la que se dispone en los tanques. De esta manera, ambos casos se van combinando para descargar un nivel de potencia que permita alimentar el bloque de potencia en todo momento y conseguir que la planta pueda autoabastecerse.

Se observa cómo el proceso de descarga no actúa siempre. Cuando el campo solar está funcionando, el ciclo de descarga no estará activo, ya que lo estará el de carga y no pueden sucederse los dos a la vez.

A continuación, se muestra el “Caso 3.4” del ciclo de descarga.

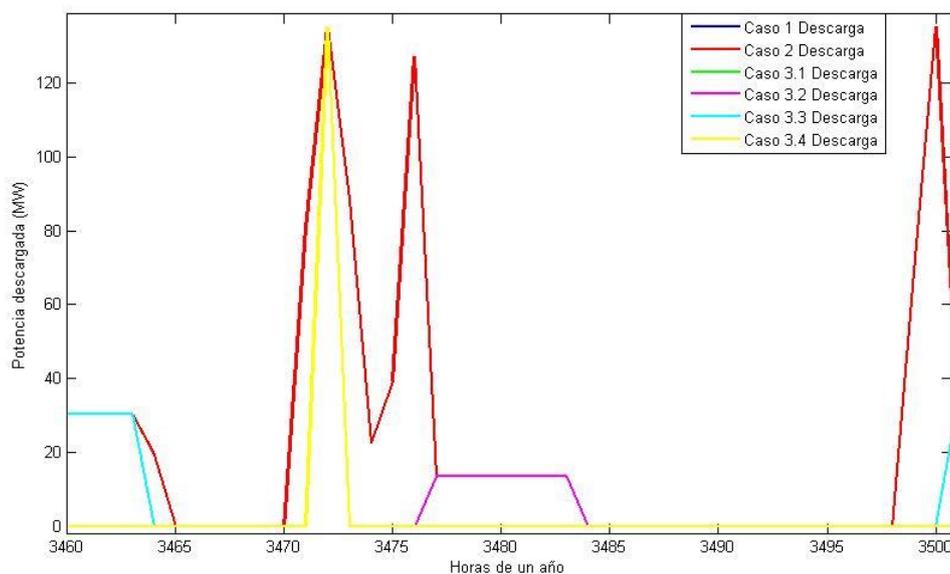


Figura 45. Caso 3.4 del ciclo de descarga

El “Caso 3.4” descarga la máxima potencia que pueden liberar los tanques. Este proceso sólo ocurrirá cuando el sistema de almacenamiento esté lleno, por lo que sólo se dará en contadas ocasiones. El nivel máximo de potencia que se puede descargar varía continuamente durante el proceso de descarga, por lo el valor a descargar del “Caso 3.4” también lo hará.

En último lugar, se analiza el proceso de descarga para un día de invierno.

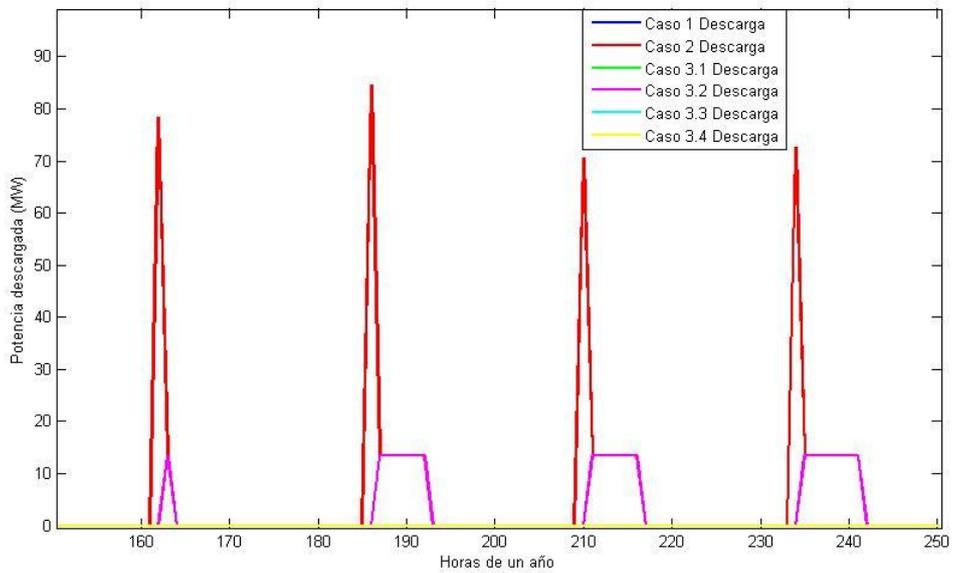


Figura 46. Casos 2 y 3.3 del ciclo de descarga

En esta imagen aparecen los “Casos 2 y 3.2”. El “Caso 2” ya se ha explicado anteriormente. El “Caso 3.2” descarga el nivel mínimo de potencia que se ha establecido en los tanques de almacenamiento. Este caso no actúa en gran parte del año debido a que, en multitud de ocasiones, el nivel mínimo de potencia es nulo.

Aparte de esto, se analiza a continuación una gráfica en la que se representan, entre otros parámetros, la generación eléctrica que proporciona la planta.

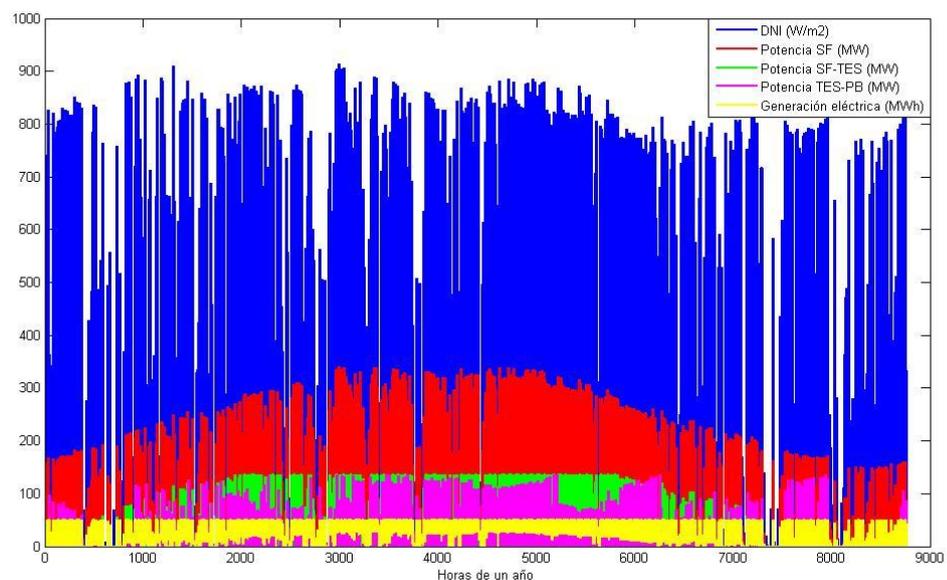


Figura 47. Reparto de energía y generación eléctrica

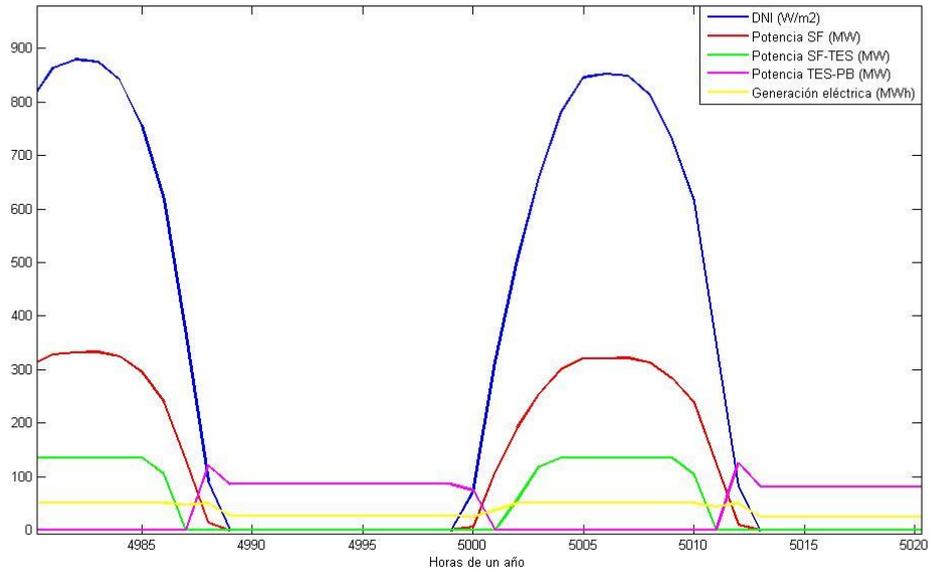


Figura 48. Ampliación del reparto de energía y la generación eléctrica

Se observa una generación eléctrica permanente a lo largo de todo el año que permite el autoabastecimiento de la planta. Además, se puede analizar cómo el sistema de almacenamiento se encuentra activo en períodos de radiación solar, almacenando energía para su posterior uso. De esta manera, no es necesario depender de equipos auxiliares alimentados con carbón, gas natural u otros elementos. La planta resulta autosuficiente durante todo el año.

Por otro lado, se procede a analizar el reparto de potencia de la planta en algunos días típicos de verano e invierno.

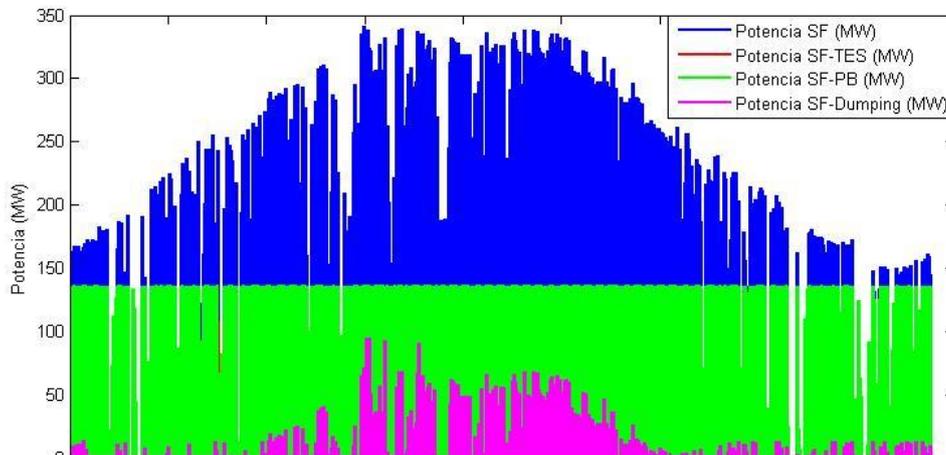


Figura 49. Reparto de energía

○ Verano

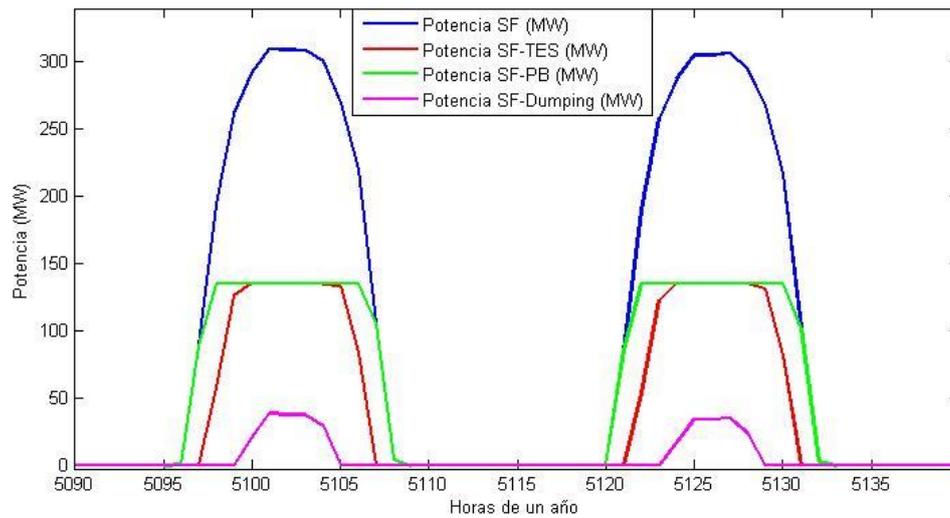


Figura 50. Reparto de energía en verano

En estas figuras se representa el reparto de potencia durante el proceso de carga.

De toda la potencia que absorbe el campo solar, una parte de ella se dirige al bloque de potencia para alimentar a la turbina.

Cuando el PB no es capaz de admitir más potencia, es decir, ha superado el nivel máximo admisible, la potencia que sobra se dirige a los tanques de almacenamiento. En el sistema de almacenamiento se recoge toda la energía sobrante, por lo que va aumentando el nivel de los tanques.

Cuando estos tanques están llenos, el bloque de potencia sigue siendo incapaz de admitir más potencia y el campo solar sigue recibiendo radiación, no es posible utilizar esta potencia, por lo que se deshecha (dumping). De esta manera, la suma de $P_{SF \rightarrow PB} + P_{SF \rightarrow TES} + P_{SF \rightarrow Dumping}$ es el total de potencia que recibe el campo solar.

○ Invierno

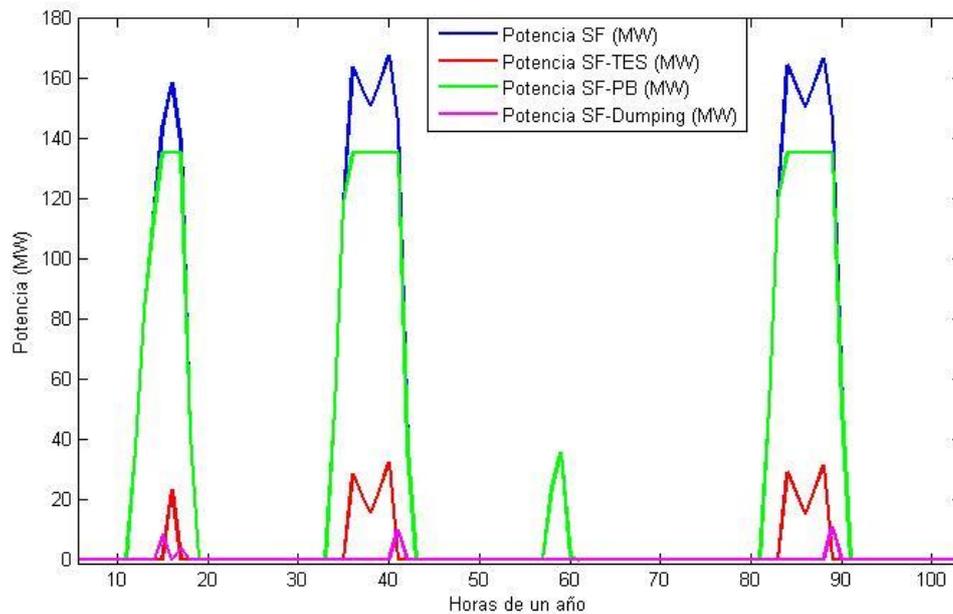


Figura 51. Reparto de energía en invierno

Se observa cómo todos los valores son menores que en verano debido a que el campo solar recibe menos radiación y, además, se originan más picos en todos los niveles de potencia debidos a la discontinuidad de la radiación solar a lo largo del día.

Debido a que los colectores reciben menor radiación, la parte que se va a “Dumping” será nula en multitud de días y, cuando no lo sea, adoptará un valor considerablemente reducido.

También se percibe como la potencia que se dirige del campo solar al sistema de almacenamiento en algunas ocasiones es nula. Esto se debe a que la potencia obtenida del campo solar se emplea en alimentar el bloque de potencia, pero no hay excedente para poder almacenarla.

Además, la potencia que se dirige al bloque de potencia lo hace durante un tiempo menor que en el estío, debido a que los días en invierno tienen una duración menor que en verano.

En último lugar, se muestra una gráfica que representa el tiempo que resta para que el campo solar comience a funcionar.

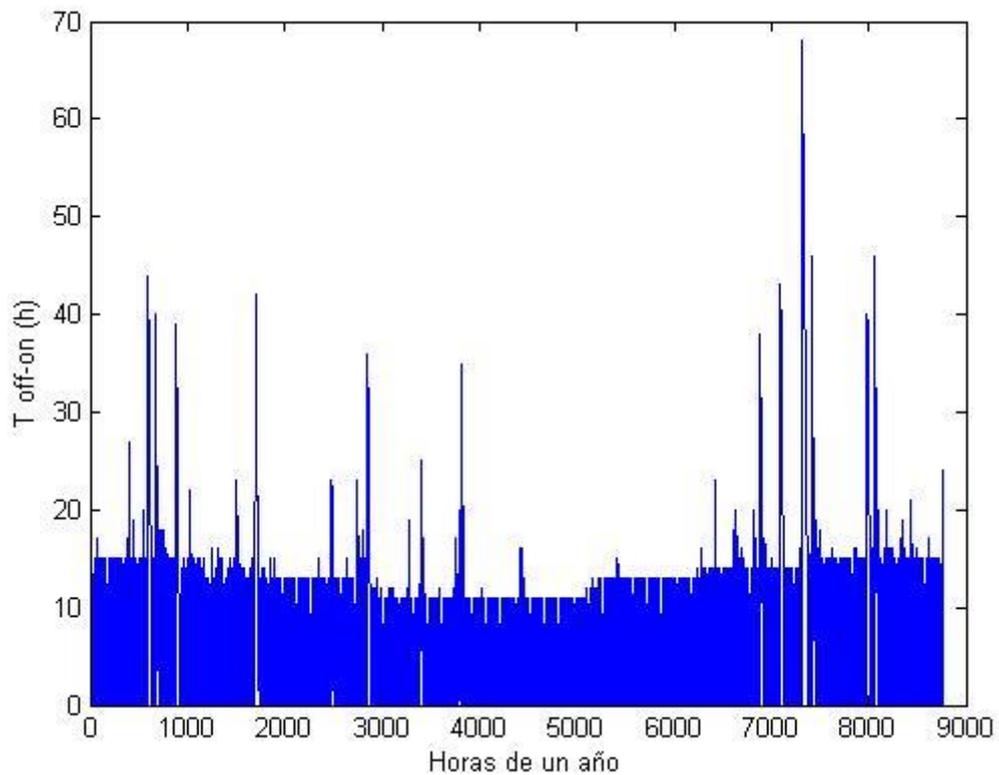


Figura 52. *T off-on*

Se observa cómo este tiempo va variando a lo largo del año. En verano suele ser menor que en invierno ya que la duración de los días es mayor en el estío.

Además, se aprecian algunos picos en la gráfica; esto puede deberse a días nublados. Cuando las nubes impiden la incidencia del Sol en los colectores, la planta debe trabajar con la potencia almacenada en los tanques.

5.3. Validación del emplazamiento en España

[11] Una vez simulado el funcionamiento de la planta, la generación eléctrica anual obtenida, para 156 lazos y 8 horas de almacenamiento, es la siguiente:

$$\text{Generación eléctrica} = 185.9 \text{ GWh/año}$$

A continuación, es necesario validar el modelo. Para ello, se compara el resultado obtenido mediante la simulación, con el dato de generación eléctrica anual proporcionado por *NREL* para la planta estudiada.

$$\text{Generación eléctrica NREL} = 158 \text{ GWh/año}$$

Se demuestra de esta manera que el diseño de la planta se acerca al diseño óptimo. Los valores a comparar no resultan exactamente iguales debido a ciertas pérdidas ocasionadas por el movimiento de los espejos, el funcionamiento de las bombas, etc. A pesar de ello, la planta Andasol-1 en España queda validada.

El reparto de potencia de la planta, por tanto, será el siguiente:

$$P_{SF \rightarrow PB} = 368.5 \text{ GWh}_{\text{térmicos}}$$

$$P_{SF \rightarrow TES} = 178.8 \text{ GWh}_{\text{térmicos}}$$

$$P_{SF \rightarrow \text{Dumping}} = 20.47 \text{ GWh}_{\text{térmicos}}$$

5.4. Optimización energética

Se pretende encontrar el punto óptimo de almacenamiento, es decir, el número de horas que el sistema puede almacenar energía para que la planta sea autosuficiente durante todo el año. Para ello, se realiza una matriz de simulación tridimensional que representa la generación eléctrica, el número de lazos y las horas de almacenamiento. Dicha generación eléctrica se obtiene realizando diversas simulaciones con el código programado, variando el número de lazos de la central y las horas de almacenamiento. En ella se debe encontrar dicho punto óptimo.

A continuación, se muestra la tabla con los parámetros que se han utilizado para realizar la matriz de simulación.

Generación eléctrica (GWh)									
		Número de lazos							
		62	94	125	156	187	218	250	312
Horas de almacenamiento	2	69.7	115.3	139.9	153.5	161.6	166.2	170.8	176.2
	4	69.7	115.9	147.4	165.7	176.5	183.7	189.1	196.1
	6	69.7	115.9	153.4	178.4	193.5	203.2	211.6	220.3
	8	69.7	115.9	153.8	185.9	205.3	217.9	227.9	239.2
	10	69.7	115.9	153.8	186.1	207.8	223	235.3	249.9
	12	69.7	115.9	153.8	186	207.8	223	235.5	252.1
	14	69.7	115.9	153.7	186	207.7	222.9	235.5	252.1
	16	69.7	115.9	153.7	186	207.7	222.9	235.5	252.1
	18	69.7	115.9	153.7	186	207.7	222.9	235.4	252.1

Tabla 8. Matriz de simulación de generación eléctrica

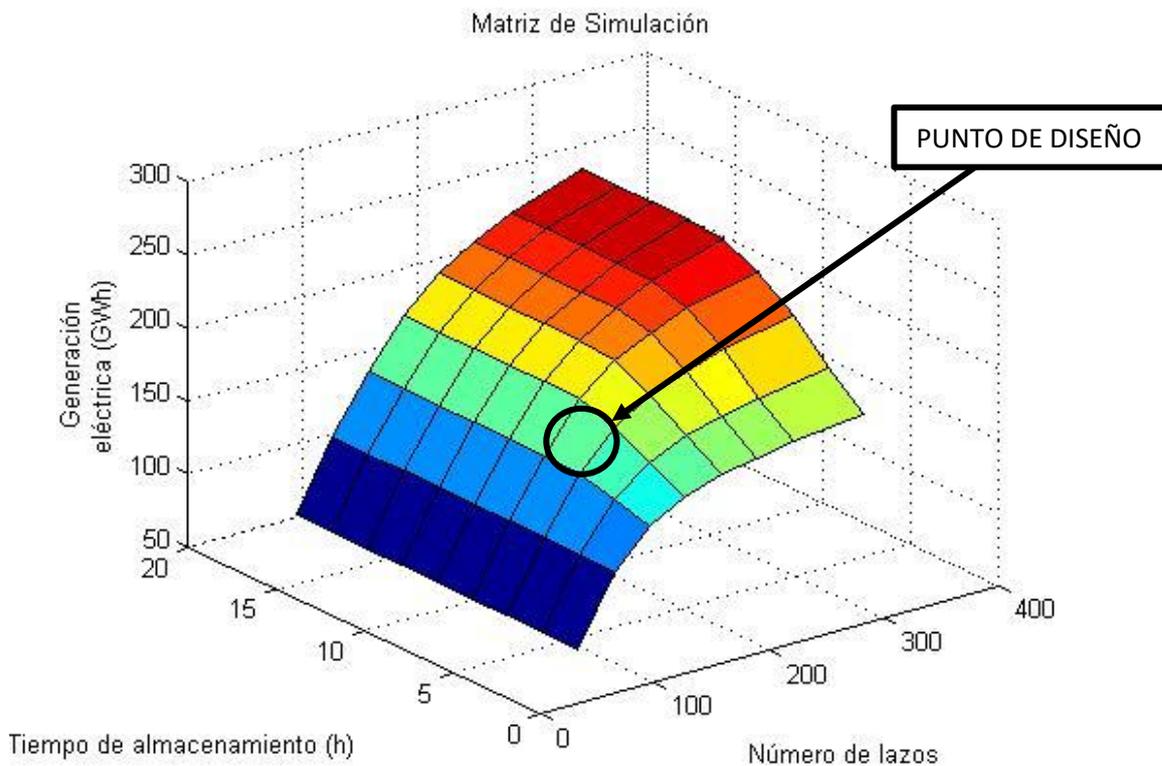


Figura 53. Matriz de simulación de generación eléctrica



La matriz demuestra un comportamiento asintótico en cuanto a producción. Esto quiere decir que, cuanto más grande sea la planta, más energía será capaz de generar, apareciendo dicha asíntota para grandes tamaños de almacenamiento.

A medida que se aumenta el número de lazos y las horas de almacenamiento, la generación eléctrica también lo hace. Sin embargo, no demostrará dicho comportamiento en lo que a costes se refiere, ya que, si se aumentan todos los parámetros, el coste aumentará de manera que, para un elevado número de lazos y de horas de almacenamiento, el importe de la planta será excesivo e inviable.

El punto óptimo en lo que a energía se refiere será aquel que más electricidad proporcione. Se observa que existen varias configuraciones con una generación eléctrica máxima e igual, que corresponde con 252.1 *GWh*. Esto casos son:

- 312 lazos y 12 horas de almacenamiento
- 312 lazos y 14 horas de almacenamiento
- 312 lazos y 16 horas de almacenamiento
- 312 lazos y 18 horas de almacenamiento

Para elegir la configuración adecuada, es necesario acudir a la *Tabla 9*, que se encuentra más adelante. En ella se muestran los costes de inversión relacionados con la planta (CAPEX) para cada configuración, de forma que el punto óptimo energético será aquel que posea un menor CAPEX, es decir, un menor coste de inversión.

Analizando dicha tabla, se llega a la conclusión de que el punto óptimo de la planta en lo que a energía producida se refiere, se encuentra para 312 lazos y 12 horas de almacenamiento.

Ventajas energéticas del almacenamiento

Al haber programado este código, resulta sencillo analizar las diversas configuraciones para encontrar punto óptimos, máximos y mínimos. En España es común encontrar plantas con un sistema de almacenamiento de 8 horas, pero eso no garantiza que todas las centrales que se construyan tengan que ser idénticas.



De esta forma, se pueden variar los datos de entrada y ensayar distintas configuraciones siempre que se desee, pudiendo obtener el resultado más óptimo de manera más sencilla.

Si se hubiese diseñado una planta sin ningún sistema de almacenamiento, el reparto de energía sería el siguiente:

$$\text{Generación eléctrica} = 131.5 \text{ GWh/año}$$

$$P_{SF \rightarrow PB} = 368.5 \text{ GWh}_{\text{térmicos}}$$

$$P_{SF \rightarrow TES} = 0 \text{ GWh}_{\text{térmicos}}$$

$$P_{SF \rightarrow \text{Dumping}} = 199.3 \text{ GWh}_{\text{térmicos}}$$

Se observa que la electricidad generada es mucho menor si no se emplea almacenamiento. Además, como los tanques no llevarían a cabo el proceso de carga en ningún momento, la energía sobrante del campo solar tendría que desecharse, por lo que $P_{SF \rightarrow \text{Dumping}}$ sería mucho mayor. Esto no resulta óptimo ya que se desperdicia una gran cantidad de energía y, además, la producción sería menor.

A continuación, se muestra la comparación de la energía producida con almacenamiento y sin él. La primera imagen representa la energía eléctrica generada en una planta con 8 horas de almacenamiento y la segunda imagen representa la energía eléctrica generada en una planta sin almacenamiento.

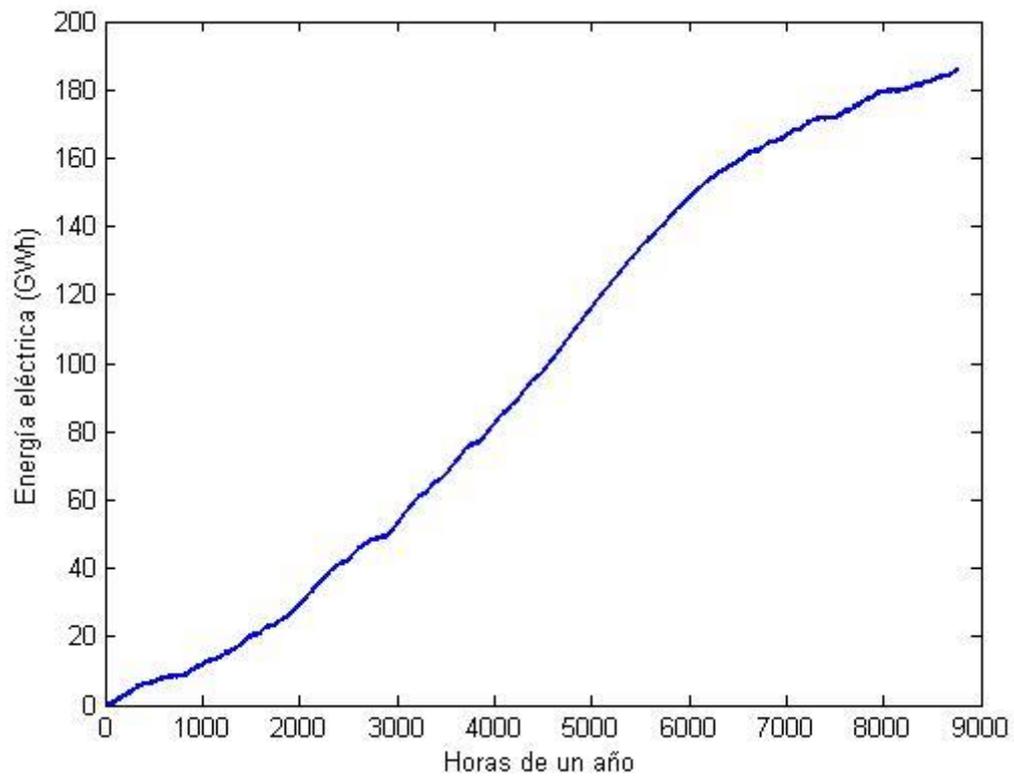


Figura 54. Energía generada con almacenamiento

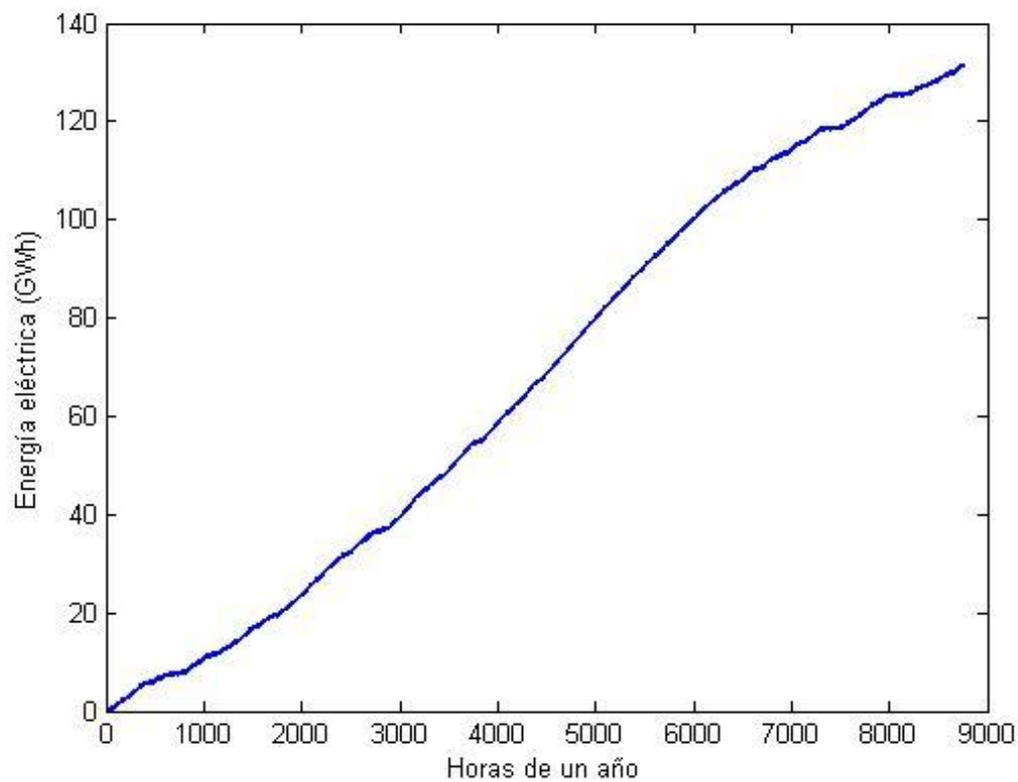


Figura 55. Energía generada sin almacenamiento



Se observa una producción notablemente menor en la segunda imagen, que es la que no dispone de almacenamiento, de manera que será menos autosuficiente que la primera imagen, la cual dispone de un sistema de almacenamiento de 8 horas. De esta manera se demuestra que el sistema de almacenamiento proporciona una energía generada superior a lo largo del año.

5.5. Optimización de la rentabilidad

[19] En este punto, se pretende optimizar el almacenamiento de energía en función de los beneficios que puedan obtenerse.

Para llevar a cabo esta optimización, en primer lugar, es necesario definir algunos conceptos que se utilizarán más adelante.

- LEC (Levelized Electricity Cost). Es el coste normalizado de producción de electricidad. Es un indicador económico de gran utilidad a la hora de comparar opciones tecnológicas desde un punto de vista económico. El LEC se define como el valor que habría que asignar a cada unidad de energía producida por una central a lo largo de un determinado período para igualar a los costes totales incurridos durante dicho período.

De esta manera, el LEC queda definido como:

$$LEC = \frac{CAPEX + OPEX}{GANANCIAS}$$

- CAPEX (Capital Expenditure o Gastos de Capital). Es la cantidad que se gasta para adquirir o mejorar los activos productivos con el fin de aumentar la capacidad o eficiencia de un proyecto.
- OPEX (Operation Expenditure). Se refiere a los costes asociados con el mantenimiento de equipos, gastos de consumibles y otros gastos de

funcionamiento necesarios para la producción y el funcionamiento del proyecto llevado a cabo.

- GANANCIAS. Beneficios obtenidos al vender la electricidad.

A continuación, se realizarán cuatro matrices de simulación relacionando:

- Número de lazos – Horas de almacenamiento – CAPEX
- Número de lazos – Horas de almacenamiento – OPEX
- Número de lazos – Horas de almacenamiento – GANANCIAS
- Número de lazos – Horas de almacenamiento – LEC

Las tres primeras matrices serán necesarias para la determinación de la matriz de LEC. En esta matriz, se observará el lugar donde se encuentre el punto óptimo, que será el mínimo de todas las simulaciones realizadas. Este punto será, por tanto, el punto óptimo más rentable.

Para ello, se procede a calcular los parámetros definidos anteriormente.

- CAPEX. El coste de inversión de la planta se encuentra detallado en el apartado dedicado a los costes, que se encuentra a partir de la *página 108*, para una central de 156 lazos y 8 horas de almacenamiento. En esta tabla se muestran el valor del CAPEX para las diferentes simulaciones.

CAPEX (millones de €)									
		Número de lazos							
		62	94	125	156	187	218	250	312
Horas de almacenamiento	2	195	197.6	234	270.5	306.9	343.3	380.9	453.7
	4	171.1	208.7	245.1	281.6	318	354.4	392	464.8
	6	182.2	219.8	256.2	292.7	329.1	365.5	403.1	475.9
	8	193.3	230.9	270.8	303.8	340.2	376.6	414.2	487
	10	204.4	242	278.4	314.8	351.3	387.7	425.3	498.1
	12	215.5	253.1	289.5	325.9	362.4	398.8	436.4	509.2
	14	226.6	264.2	300.6	337	373.5	409.9	447.5	520.3
	16	237.7	275.3	311.7	348.1	384.5	421	458.6	531.4

18	248.8	286.4	322.8	359.2	395.6	432.1	469.7	542.5
-----------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Tabla 9. Matriz de simulación del CAPEX

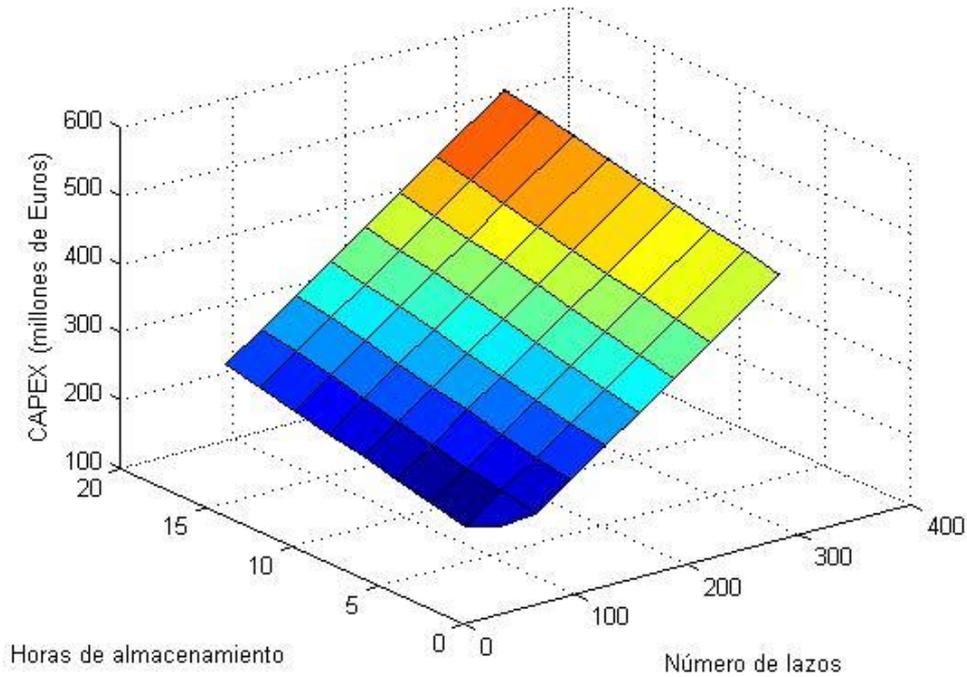


Figura 56. Matriz de simulación de CAPEX

Se observa cómo, a medida que aumentan las horas de almacenamiento y el número de lazos, el coste de inversión lo hace proporcionalmente.

- OPEX. [13] El coste de operación y mantenimiento se compone de $0.015 \$/kWh$ relacionado con gastos fijos, además de $0.003 \$/kWh$ relacionado con gastos variables, lo que hace un total de $0.018 \$/kWh$.

Esto supone un coste total de $0.016 \€/kWh$. Han de realizarse las simulaciones necesarias variando el número de lazos y las horas de almacenamiento para obtener la generación eléctrica en cada caso, y poder calcular así el OPEX para cada situación.

Un ejemplo de cálculo de OPEX para una generación eléctrica de $185.9 GWh$ sería el siguiente:

$$OPEX = 0.016 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot 185.9 \cdot 10^6 \text{ kWh} = 2.974.400 \text{ €}$$

A continuación, se calcula la matriz de simulación que relaciona Número de lazos – Horas de almacenamiento – OPEX.

		OPEX (millones de €)							
		Número de lazos							
		62	94	125	156	187	218	250	312
Horas de almacenamiento	2	1.12	1.84	2.24	2.46	2.59	2.66	2.73	2.82
	4	1.12	1.85	2.36	2.65	2.82	2.94	3.03	3.14
	6	1.12	1.85	2.45	2.85	3.10	3.25	3.39	3.52
	8	1.12	1.85	2.46	2.97	3.28	3.49	3.65	3.83
	10	1.12	1.85	2.46	2.98	3.32	3.57	3.76	4.00
	12	1.12	1.85	2.46	2.98	3.32	3.57	3.77	4.03
	14	1.12	1.85	2.46	2.98	3.32	3.57	3.77	4.03
	16	1.12	1.85	2.46	2.98	3.32	3.57	3.77	4.03
	18	1.12	1.85	2.46	2.98	3.32	3.57	3.77	4.03

Tabla 10. Matriz de simulación del OPEX

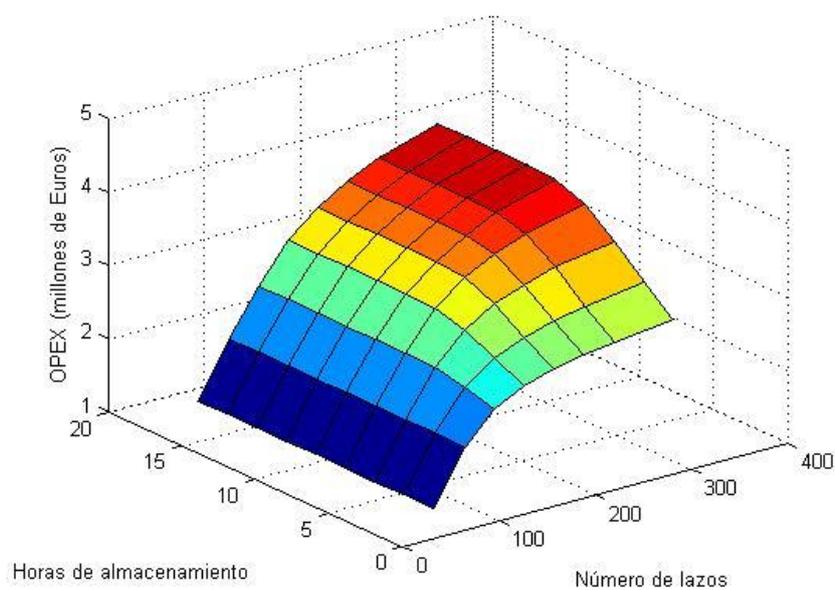


Figura 57. Matriz de simulación de OPEX

- Ganancias. [14] Las instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles y que, además, utilicen únicamente procesos térmicos para la transformación de la energía solar (como energía primaria) en electricidad, dispondrán de una tarifa regulada más una prima de referencia a la hora de vender la electricidad que hayan generado durante los primeros 25 años.

$$\text{Tarifa regulada} = 0.269375 \text{ €/kWh}$$

$$\text{Prima de referencia} = 0.254 \text{ €/kWh}$$

De esta manera, la electricidad generada tendrá un precio de 0.523375 €/kWh .

A continuación, se muestra una tabla en la que se representan las ganancias obtenidas para cada configuración de la planta.

GANANCIAS (millones de €)									
		Número de lazos							
		62	94	125	156	187	218	250	312
Horas de almacenamiento	2	36.5	60.3	73.2	80.3	84.6	87	89.4	92.2
	4	36.5	60.7	77.1	86.7	92.4	96.1	99	102.6
	6	36.5	60.7	80.3	93.4	101.3	106.3	110.7	115.3
	8	36.5	60.7	80.5	97.3	107.4	114	119.3	125.2
	10	36.5	60.7	80.5	97.4	108.8	116.7	123.2	130.8
	12	36.5	60.7	80.5	97.3	108.8	116.7	123.3	131.9
	14	36.5	60.7	80.4	97.3	108.7	116.7	123.3	131.9
	16	36.5	60.7	80.4	97.3	108.7	116.7	123.3	131.9
	18	36.5	60.7	80.4	97.3	108.7	116.7	123.2	131.9

Tabla 11. Matriz de simulación de las ganancias

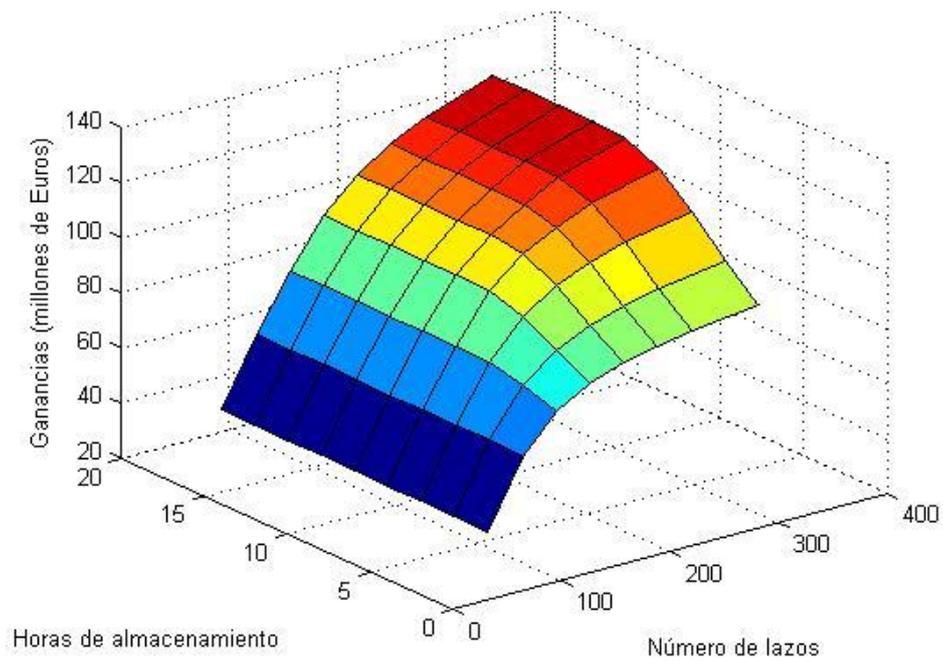


Figura 58. Matriz de simulación de las ganancias

- o LEC. Se calculará con la fórmula expresada anteriormente.

$$LEC = \frac{CAPEX + OPEX}{GANANCIAS}$$

A continuación, se muestra una tabla con los parámetros necesarios para construir la matriz de simulación.

		LEC (millones de €)							
		Número de lazos							
		62	94	125	156	187	218	250	312
Horas de almacenamiento	2	5.4	3.3	3.2	3.4	3.7	4	4.3	5
	4	4.7	3.5	3.2	3.3	3.5	3.7	4	4.6
	6	5	3.7	3.2	3.2	3.3	3.5	3.7	4.2
	8	5.3	3.8	3.4	3.2	3.2	3.3	3.5	3.9
	10	5.6	4	3.5	3.3	3.3	3.4	3.5	3.8
	12	5.9	4.2	3.6	3.4	3.4	3.4	3.6	3.9

14	6.2	4.4	3.8	3.5	3.5	3.5	3.7	4
16	6.5	4.6	3.9	3.6	3.6	3.6	3.8	4.1
18	6.8	4.8	4	3.7	3.7	3.7	3.8	4.1

Tabla 12. Matriz de simulación del LEC

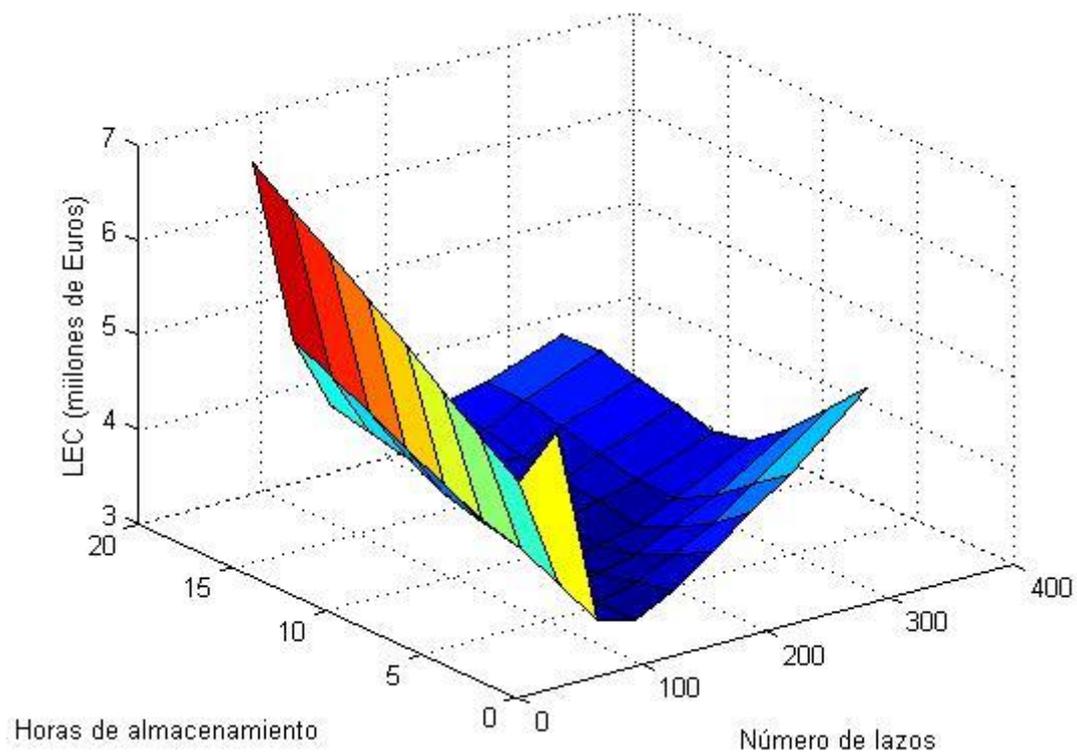


Figura 59. Matriz de simulación del LEC

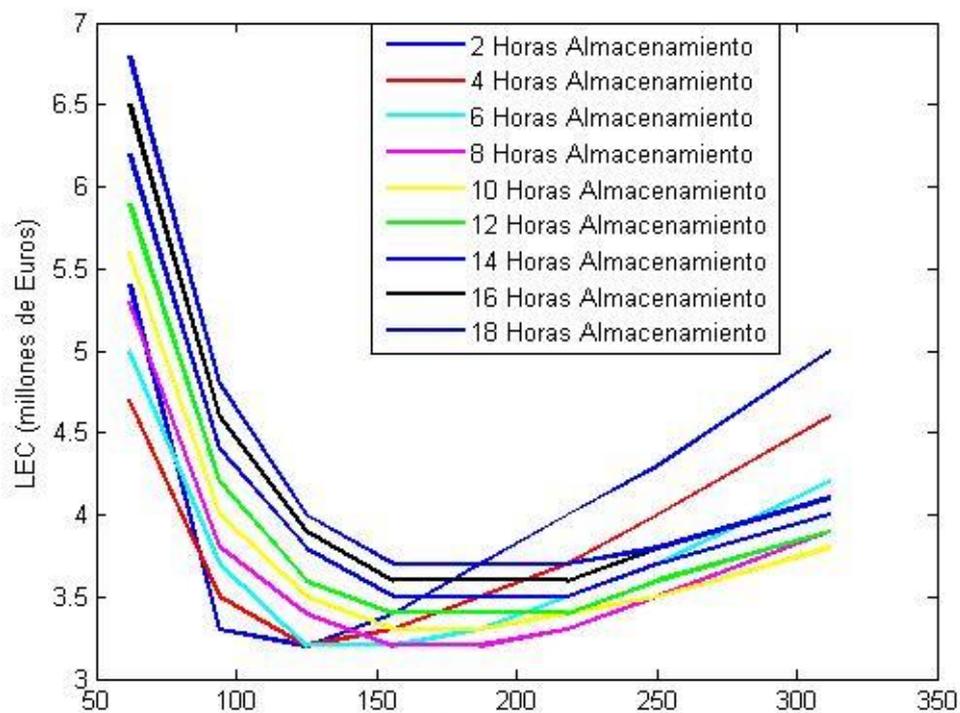


Figura 60. LEC en 2D

Como se mencionó anteriormente, el punto óptimo en lo que a rentabilidad se refiere, será el mínimo que se observa en la *Figura 60*. Para encontrar ese mínimo, se acude a la *Tabla 12*, en la que se han expuesto todos los valores. Sin embargo, se observa que existen varias configuraciones con el mismo nivel mínimo de LEC, que es 3.2 millones de €. Estas configuraciones son:

- 125 lazos y 2 horas de almacenamiento
- 125 lazos y 4 horas de almacenamiento
- 125 lazos y 6 horas de almacenamiento
- 156 lazos y 6 horas de almacenamiento
- 156 lazos y 8 horas de almacenamiento
- 187 lazos y 8 horas de almacenamiento

La configuración más óptima será alguna de las citadas anteriormente, pero no se podrá decidir con ayuda del LEC. Para determinar esto, es necesario acudir al CAPEX, de tal manera que el punto óptimo será aquel que menor CAPEX tenga, puesto que será la configuración que menor inversión inicial necesite, y, por tanto, la más rentable.



Acudiendo a la *Tabla 9*, se observa que, de las posibles configuraciones citadas anteriormente, la que posee un CAPEX menor es la correspondiente a 125 lazos y 2 horas de almacenamiento.

De esta manera se llega a la conclusión de que la configuración más óptima en lo que a rentabilidad se refiere, corresponde a una planta con 125 lazos y 2 horas de almacenamiento.

5.6. Conclusión de la optimización

Una vez analizados los puntos óptimos de la planta en cuanto a energía producida y a rentabilidad, se han obtenido los siguientes resultados:

	Número de lazos	Horas de almacenamiento
Optimización de energía	312	12
Optimización de rentabilidad	125	2

Tabla 13. Conclusión de la optimización

Se observa que ambos resultados no coinciden. El punto óptimo adecuado que ha de tener la planta será el relacionado con la rentabilidad.

Si se eligiese el punto óptimo relacionado con la energía, llegaría un punto en el que mantener almacenada la energía durante 12 horas no resultaría rentable, debido a que no se pagaría un precio por ella que permitiese obtener beneficios.

En conclusión, el punto óptimo de la planta para el que se va a obtener una mayor rentabilidad corresponde a una central con 125 lazos y 2 horas de almacenamiento.

Costes

[15] El desarrollo comercial de las tecnologías termosolares se encuentra todavía en sus inicios. La cilindro parabólica es una de las que ha superado su etapa de demostración y se encuentra en la fase comercial. A pesar de ello, existe cierta incertidumbre en los datos relacionados con el coste de diseño de una central de este tipo debido a la dificultad de acceder a los datos existentes.

El análisis de costes abordará el análisis de los costes de inversión.

Los costes de inversión hacen referencia al coste total inicial de implantación de una central termosolar en términos de equipos, materiales y mano de obra de un proyecto. El análisis de estos costes se ha basado en los precios de mercado relativos al suministro de los diferentes equipos y materiales necesarios, así como en los costes de montaje y el beneficio de los proveedores de ingeniería, aprovisionamiento y construcción de la central. La obtención de los costes de los diferentes componentes se ha realizado en base a los datos de costes reales de centrales existentes. En los casos en los que no existen datos reales de los costes, estos se han estimado en base a los costes de equipos y/o materiales semejantes utilizados en otras tecnologías.

Para estructurar el análisis de los resultados, se ha realizado un desglose de los cuatro subsistemas funcionales de los que consta una central eléctrica termosolar.

- Captación y concentración de la energía solar
- Conversión de la energía solar en energía térmica
- Conversión de la energía térmica en energía eléctrica
- Almacenamiento y reutilización de la energía térmica

En primer lugar, se presenta el coste de inversión total de la central diseñada, desglosado según los subsistemas funcionales definidos anteriormente con el fin de dar una idea de la importancia que cada uno de los sistemas tiene en el coste total de la central. Posteriormente, se describen los diferentes subsistemas en función de los elementos que los componen.

En la siguiente figura se muestra el porcentaje que el coste de inversión de cada uno de los principales subsistemas funcionales de la central representa en relación con dicho coste total.

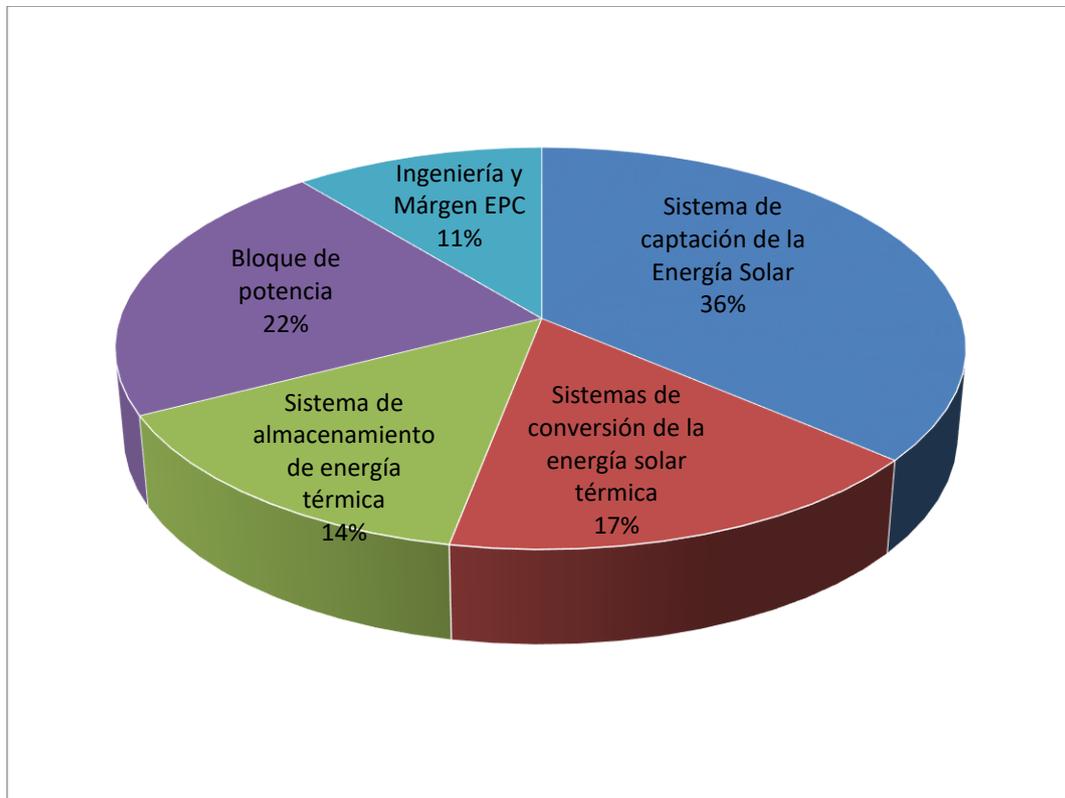


Figura 61. Coste de inversión

A continuación, se presentan los costes de cada uno de los subsistemas funcionales de la central de forma numérica.

Concepto	Importe (millones de €)
Sistema de captación de la energía solar	110.2
Sistema de conversión de la energía solar en térmica	50.7
Sistema de almacenamiento de la energía térmica	43.6
Bloque de potencia	66
Ingeniería y margen EPC	33.1
Total	303.6

Tabla 14. Costes de cada subsistema

Ahora, se describen con mayor profundidad los subsistemas mencionados anteriormente.

- *Sistema de captación de la energía solar*

Es uno de los subsistemas con mayor repercusión en el coste de inversión total de la central. Comprende todos los elementos de los captadores de canal parabólico necesarios para concentrar la energía solar sobre los tubos absorbedores. Básicamente, este subsistema está formado por los espejos que forman el captador y por la estructura metálica que posibilita la disposición de los espejos según la geometría de canal parabólico, así como los sistemas de posicionamiento que permiten el seguimiento del Sol. Además, se tiene en cuenta el resto de los elementos, actuaciones y trabajos de montaje necesarios para la instalación del campo solar.

En la siguiente tabla se muestran los valores numéricos concretos de este subsistema:

Sistema de captación de la energía solar	Importe (millones de €)
Espejos	17.4
Estructuras metálicas	35.8
Sistemas de posicionamiento	4.1
Movimiento de tierras	10.4
Cimentación	18.4
Montaje	21.3
Nave de montaje	2.7
Total	110.2

Tabla 15. Coste del sistema de captación de la energía solar

- *Sistema de conversión de la energía solar en energía térmica*

Las partes fundamentales de este subsistema son los tubos absorbedores, que reciben la radiación solar y la absorben en forma de energía térmica, y el aceite térmico, que evacúa el calor de los tubos al circular por su interior. Sin embargo, además de estos dos componentes, es necesaria también toda la infraestructura relacionada, que comprende desde la unión de los tubos absorbedores, formada por las juntas rotativas y el resto de tuberías de los lazos, el sistema de trasiego de aceite, en el cual se incluyen tanto las

tuberías o colectores principales como los sistemas de impulsión, tanques, filtrado y demás, hasta otros sistemas como la protección contra incendios y el sistema de inertización.

En la siguiente tabla se muestra el desglose numérico de este subsistema:

Sistema de conversión de la energía solar en térmica	Importe (millones de €)
Aceite térmico	9.7
Tubos absorbedores	20.1
Juntas rotativas	2.1
Tuberías, válvulas y accesorios de unión entre lazos	2
Sistema de trasiego de aceite (filtros, tuberías, tanques, montaje)	13.6
Sistema de purificación del aceite	0.4
Sistema de protección contra incendios (bombas y tuberías)	1.8
Sistema de inertización	0.9
Total	50.7

Tabla 16. Coste del sistema de conversión de la energía solar en térmica

- *Sistema de almacenamiento de la energía térmica*

Este sistema se compone básicamente de dos tanques de sales fundidas. Como es de esperar, los componentes principales del sistema son las sales fundidas y el sistema de trasiego de las mismas. Además, se han incluido los intercambiadores de calor entre las sales y el aceite y también los elementos necesarios para el montaje inicial del sistema, el sistema de llenado y la obra civil.

A continuación, se presenta un desglose con los costes asociados a este subsistema:

Sistema de almacenamiento de la energía térmica	Importe (millones de €)
Medio de almacenamiento térmico (sales)	14.4

Sistema de trasiego de sales (tanques, bombas, etc)	16.8
Sistema de intercambiadores de calor	6.8
Sistema de llenado inicial	1.6
Obra civil	4
Total	43.6

Tabla 17. Coste del sistema de almacenamiento de energía térmica

Se puede observar cómo los componentes de mayor impacto en el coste total son el propio medio de almacenamiento (las sales fundidas), además del sistema de trasiego de las mismas, formado por los dos tanques necesarios, caliente y frío, las bombas de impulsión de las sales, las tuberías necesarias, etc.

- *Bloque de potencia*

Este sistema se compone básicamente del intercambiador de calor, el bloque de potencia propiamente dicho y los sistemas auxiliares. Además, se establecen los componentes que se incluyen tanto en el subsistema llamado “Equipos rotatorios y mecánicos” como en los “Sistemas auxiliares”.

A continuación, se presenta una tabla con el desglose de los costes asociados a este subsistema:

Sistema de conversión de energía térmica en eléctrica	Importe (millones de €)
Intercambiadores de aceite/vapor	12
Bloque de potencia	26
Sistemas auxiliares (BOP)	18
Obra civil	10
Total	66

Tabla 18. Coste del bloque de potencia



- *Ingeniería y margen EPC*

Este subsistema se compone del coste de ingeniería y del margen EPC (Project Management), que es la gestión del proyecto.

A continuación, se presenta el desglose con los costes asociados a este subsistema:

Ingeniería y margen EPC	Importe (millones de €)
Ingeniería PeM	1.9
Margen EPC	31.2
Total	33.1

Tabla 19. Coste de ingeniería y margen EPC

Capítulo 6. Conclusiones

Introducción

En este Trabajo se ha llevado a cabo la simulación de una planta de energía termosolar con almacenamiento térmico. Se ha analizado su funcionamiento y, a continuación, se ha optimizado dicha planta de forma energética y rentable, obteniendo un punto óptimo de almacenamiento de energía, y un punto óptimo rentable, siendo este último el más adecuado. Así, una planta termosolar con almacenamiento térmico puede ser diseñada para obtener los máximos beneficios.

Conclusiones

[16] [17] En los últimos años las energías renovables se han convertido en un aspecto a tener muy en cuenta para la generación eléctrica, y su desarrollo ha experimentado un crecimiento significativo.

Actualmente, el almacenamiento hidroeléctrico aparece como una tecnología renovable adecuada, incluso aunque los emplazamientos disponibles y el coste y/o aceptación social constituyan limitaciones de esta solución. Por este motivo, la capacidad de almacenamiento con este tipo de tecnología en un futuro seguirá siendo limitada, por lo que no puede ser considerada como una solución importante.

Por otra parte, el almacenamiento electroquímico también podría ser una solución y así aumentar la fiabilidad del sistema, pero es poco probable que estos sistemas de almacenamiento se desarrollen en esta década con la durabilidad operativa necesaria y a precios competitivos.

En cuanto a la energía eólica, los sistemas mecánicos para el almacenamiento en parques eólicos no aparecen todavía como una solución viable.



Con respecto a la fotovoltaica, aún no existen soluciones comerciales disponibles para proporcionar almacenamiento que ofrezca una seguridad de funcionamiento a un precio competitivo.

A pesar de todos los sistemas mencionados anteriormente, la única tecnología disponible a escala de servicio público es el almacenamiento térmico de las centrales termosolares.

El factor más importante que distingue a la termosolar frente a otras formas de generar energía es la gestionabilidad o capacidad de adaptar la producción a la demanda. De esta forma se puede vender la electricidad en los momentos de máxima generación con el consiguiente incremento de precio, lo que favorece a la compensación de los efectos de las tecnologías intermitentes. Además, gracias al almacenamiento térmico, se evita la generación de manera inesperada.

Por otro lado, la energía termosolar favorece a la red eléctrica ya que puede autoabastecerse. Esto es debido a que no necesita suministrarse de ella para alimentar a los equipos auxiliares; situación que no ocurre con la energía eólica o la fotovoltaica, por ejemplo. Estas energías necesitan abastecerse de la red eléctrica para alimentar a sus equipos auxiliares.

En resumen, la energía termosolar no necesita de equipos que generen electricidad auxiliar gracias al sistema de almacenamiento, que permite generar electricidad en periodos de ausencia de Sol. En cambio, esto no ocurre con la energía eólica que, en ausencia de viento, debe disponer de turbinas que funcionan mediante ciclo combinado de carbón o energía nuclear, lo que aumenta el gasto en la red eléctrica.

Líneas futuras

Los últimos estudios están demostrando que la tendencia en el mercado es aumentar las horas de almacenamiento térmico para así sacar las mayores ventajas del sistema de almacenamiento a gran escala. Un ejemplo de ello es la planta de CAP Bokpoort en Sudáfrica, cuya construcción finalizó en marzo de 2016 y que aporta más de 9 horas de almacenamiento.



Además, un próximo paso puede consistir en llevar la tecnología termosolar con almacenamiento térmico a emplazamientos remotos, como es el ejemplo de Chile, donde resulta muy complicado llevar combustibles fósiles. De esta manera, el país podría disponer de energía eléctrica sin necesidad de depender del traslado de combustibles. Esto garantizaría la autosuficiencia y gestionabilidad que caracteriza a este tipo de tecnología.



Nomenclatura

CSP	Energía solar de concentración
CCP	Colector cilindro parabólico
DNI	Radiación normal directa
HTF	Fluido de transferencia de calor
SF	Campo solar
PB	Bloque de potencia
TES	Almacenamiento de energía térmica
AUX	Calentadores auxiliares
SCA	Conjunto de colectores solares
P_{SF}	Potencia que recoge el campo solar
$P_{SF \rightarrow TES}$	Potencia que se dirige del campo solar al sistema de almacenamiento
$P_{SF \rightarrow PB}$	Potencia que se dirige del campo solar al bloque de potencia
$p_{SF \rightarrow PB}^{Max}$	Potencia máxima que se dirige del campo solar al bloque de potencia
$P_{TES \rightarrow PB}$	Potencia que se dirige del sistema de almacenamiento al bloque de potencia
p_{PB}^{max}	Potencia máxima que admite el bloque de potencia
$p_{SF \rightarrow PB}^{max}$	Potencia máxima que se dirige del campo solar al bloque de potencia
$p_{TES}^{max} Charge$	Potencia máxima que admite el sistema de almacenamiento en el ciclo de carga
$p_{TES}^{min} Charge$	Potencia mínima que admite el sistema de almacenamiento en el ciclo de carga
$P_{TES Loss}$	Pérdida de potencia que sufre el sistema de almacenamiento
$P_{SF \rightarrow Dumping}$	Potencia desperdiciada del campo solar



$P_{TES\ Discharge}^{min}$	Potencia mínima que permite el sistema de almacenamiento en el ciclo de descarga
$P_{TES\ Discharge}^{max}$	Potencia máxima que permite el sistema de almacenamiento en el ciclo de descarga
$P_{Aux}^{Minimum}$	Potencia mínima que pueden proporcionar los calentadores auxiliares
$P_{Aux}^{Maximum}$	Potencia máxima que pueden proporcionar los calentadores auxiliares
E_{TES}	Energía almacenada en los tanques de almacenamiento
$E_{TES}^{Maximum}$	Energía máxima que admite el sistema de almacenamiento
$E_{TES}^{Minimum}$	Energía mínima que permite el sistema de almacenamiento
$E_{TES\ Charge}^{min}$	Energía mínima que admite el sistema de almacenamiento en el ciclo de carga
$E_{TES\ Charge}^{max}$	Energía máxima que admite el sistema de almacenamiento en el ciclo de carga
$P_{Aux\rightarrow TES}$	Potencia que se dirige de los calentadores auxiliares al sistema de almacenamiento
$t_{OFF\rightarrow ON}$	Tiempo restante para que el campo solar entre en funcionamiento
LEC	Coste normalizado de la electricidad
$CAPEX$	Gastos de Capital
$OPEX$	Coste de operación



Referencias

- [1]. “*Optimizing thermal energy storage operation*”. June 2015. Mohammad Abutayeh, Anas Alazzam, Bashar El-Khasawneh.
- [2] María José Montes Pita. “*Análisis y propuestas de sistemas solares de alta exergía que emplean agua como fluido calorífero*”. 2008
- [3] CSPToday
- [4] Protermosolar
- [5] Estelasolar
- [6] “Almacenamiento de energía solar”. EnerSolarTérmica. Mario Loureiro
- [7] “Energía en movimiento” Memoria 2013-14. CIC energi gune. Energy cooperative research centre
- [8] “Almacenamiento térmico en aplicaciones solares de concentración de alta temperatura”. David Almagro Cabrera. Universidad de Sevilla
- [9] “Almacenamiento térmico en sales fundidas”. Sener
- [10] mathworks.com/products/Matlab
- [11] “Solar Thermal Power and Industrial Heat: Parabolic Trough Concentrating Collectors Component and System Design”. Randy C. Gee, E. Kenneth May
- [12] NREL



- [13]” Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series”. Concentrating Solar Power. IRENA
- [14] REAL DECRETO 661/2007. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
- [15] “Evaluación del potencial de energía solar termoeléctrica”. Estudio técnico PER 2011-2020. IDEA
- [16] “The challenge of integrating intermittent renewable generation into power system operation”. The value of thermal storage. STELA
- [17] “Energía termosolar Colectores Cilindroparabólicos”. Soluciones tecnológicas innovadoras para el desarrollo sostenible. Abengoa
- [18] sam.nrel.gov
- [19] “The Value of Concentrating Solar Power and Thermal Energy Storage”. Ramteen Sioshansi, Paul Denholm. February 2010.
- [20] sistemaHTF.com. “El fluido caloportador”
- [21] Abengoa