

Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería de Energía. Mención de Energía
Renovables

Análisis de plantas termosolares que utilizan sodio líquido como fluido de transferencia de calor.

Autor: Elisabet García García

Tutor: Cristina Prieto

Dpto. Termodinámica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020



Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería de Energía

Análisis de plantas termosolares que utilizan sodio líquido como fluido de transferencia de calor.

Autor:
Elisabet García García

Tutor:
Cristina Prieto
Profesor asociado

Dpto. de Termodinámica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2020

Proyecto Fin de Carrera: Análisis de plantas termosolares que utilizan sodio líquido como fluido de transferencia de calor.

Autor: Elisabet García García

Tutor: Cristina Prieto

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2020

El Secretario del Tribunal

A mi familia y amigos.

A mis maestros.

Agradecimientos

Este trabajo supone el fin de una etapa de mi vida llena de grandes desafíos y, sobre todo, grandes esfuerzos que me han convertido en la persona que soy ahora. También ha sido una etapa donde he conocido a personas maravillosas y donde el apoyo de la gente que me rodea ha hecho que este camino sea más llevadero. Por ello, me gustaría agradecer a todas aquellas personas que han estado a mi lado en todo momento a lo largo de estos años.

A mi familia, y en especial a mis padres, por no dejar que me rinda y hacerme perseguir mi sueño, aunque supusiera dejar todo atrás y empezar una “nueva vida”, también por todo el esfuerzo que les ha supuesto mantenerme cumpliéndolo. Por entender todo el sacrificio detrás de cada suspenso y no juzgarme por repetir una y otra vez las mismas asignaturas.

A Sergio, mi más fiel compañero. Gracias por estar siempre ahí y vivir mis alegrías como si fuesen tuyas y hacer mis penas más a menos. Gracias por apoyarme en todas las decisiones que tomé, aunque supusieran estar mucho tiempo sin vernos. Gracias por aparecer en mi vida en el momento más inesperado y levantarme de todas mis caídas.

A mis compañeros de la universidad, por hacer mucho más llevaderos todos estos años de estudios y, en especial, a Alicia, Cecilia, Miguel y Pablo los cuales se han convertido prácticamente en mi segunda familia cuando la verdadera estaba lejos. Gracias por alegrarme hasta las clases de las ocho de la mañana, gracias por ayudarme en todo lo que os pido y, en general, por todo lo vivido juntos.

A mis profesores, por estar siempre dispuestos a resolver cualquier duda y anteponer nuestra enseñanza incluso en una pandemia mundial. En especial, gracias a mi tutora de trabajo de fin de carrera, Cristina, por dedicarme tanto tiempo y ayudarme tanto a hacer posible este proyecto.

Elisabet García García.

Sevilla, 2020.

Resumen

En el presente trabajo de fin de grado se realizará un análisis y simulación de una instalación solar de torre central con sodio como fluido de trabajo para la transferencia de calor de la planta, sales fundidas como fluido de almacenamiento térmico y un ciclo de potencia Brayton que trabaja con dióxido de carbono en estado supercrítico. Gracias a estos cambios se consigue una notable mejora en dicha tecnología en comparación con su estado actual.

En el primer apartado se analiza el estado del arte de las energías renovables actuales, haciendo hincapié en la energía solar térmica de alta temperatura, concretamente en la energía solar térmica de torre central (CSP), base de este proyecto. También se comentará los primeros estudios de esta tecnología debido a la gran importancia y avance tecnológico que supuso la central solar “Solar Two” y se analizarán todos los componentes de una instalación solar de torre mencionando todos los tipos existentes o en estudio. Además, se hace una breve comparación económica entre los costes de la tecnología CSP, eólica y fotovoltaica.

El segundo apartado se basa en las posibles mejoras que se pueden llevar a cabo en una instalación solar de torre. Dentro de estas posibles mejoras se analiza las consecuencias de una buena optimización y la importancia de abaratar componentes o la utilización de materiales estándar. Una de las mejoras más importantes consiste en subir la eficiencia del ciclo de potencia usando $s\text{CO}_2$ como fluido de trabajo y, como consecuencia, la necesidad de mejora de los fluidos HTF ya existentes o la utilización de nuevos fluidos HTF que sean compatibles con esta tecnología, como es el caso de los metales líquidos.

Debido a la gran ventaja que supone la utilización de metales líquidos como fluidos HTF en este tipo de instalación, en el tercer apartado se describen numerosos estudios sobre distintos tipos de metales puros y aleaciones de metales capaces de afrontar el desafío que suponen las mejoras expuestas en los anteriores apartados. En especial se analiza el sodio puro y la aleación de PbBi.

En los últimos apartados se realiza una simulación en el programa libre System Advisor Model (SAM)[®] de una planta solar de torre central y se exponen los resultados obtenidos llegando a una conclusión. En la simulación se analiza una CSP de sodio como HTF y se compara con CSPs con las mismas características pero con sal solar como HTF. Debido a las limitaciones del software para usar un fluido diferente para el HTF y para el TES, solo se han analizado instalaciones en las que no hay almacenamiento térmico.

In this final degree project, an analysis and simulation of a central tower solar installation will be carried out with sodium as the working fluid for the transfer of heat from the plant, molten salts as a thermal storage fluid and a Brayton power cycle that works with carbon dioxide in a supercritical state. Thanks to these changes, a notable improvement is achieved in said technology compared to its current state.

In the first section, the state of the art of current renewable energies is analyzed, emphasizing high-temperature thermal solar energy, specifically central tower thermal solar energy, the basis of this project. The first studies of this technology will also be discussed due to the great importance and technological advancement of the “Solar Two” solar power plant, and all the components of a solar tower installation will be analyzed, mentioning all the types existing or under study. In addition, a brief economic comparison is made between the costs of CSP, wind and PV technology.

The second section is based on the possible improvements that can be carried out in a solar tower installation. Among these possible improvements, the consequences of good optimization and the importance of making components cheaper or the use of standard materials are analyzed. One of the most important improvements is to increase the efficiency of the power cycle using sCO₂ as a working fluid and, as a consequence, the need to improve existing HTF fluids or the use of new HTF fluids that are compatible with this technology such as liquid metals.

Due to the great advantage of using liquid metals as HTF fluids in this type of installation, the third section describes numerous studies on different types of pure metals and metal alloys capable of meeting the challenge posed by the improvements shown in the previous ones turned off. In particular, pure sodium and PbBi alloy are analyzed.

In the last sections, a simulation is carried out in the free System Advisor Model (SAM) ® program of a central tower solar plant and the results obtained are presented reaching a conclusion. In the simulation, a sodium CSP is analyzed as HTF and compared with CSPs with the same characteristics but with solar salt such as HTF. Due to software limitations to use a different fluid for HTF and TES, only facilities where there is no thermal storage have been analyzed.

-translation by google-

| | |
|--|--------------|
| Agradecimientos | ix |
| Resumen | xi |
| Abstract | xiii |
| Índice | xiv |
| Índice de Tablas | xvi |
| Índice de Figuras | xviii |
| Notación | xxi |
| 1 Estado del arte | 1 |
| 1.1. <i>Introducción</i> | 1 |
| 1.2. <i>Energía solar térmica.</i> | 2 |
| 1.2.1. Colectores cilindro-parabólicos. | 3 |
| 1.2.2. Colector Fresnel. | 4 |
| 1.2.3. Centrales solares de torre central (CSP). | 5 |
| 1.2.4. Discos parabólicos. | 5 |
| 1.2.5. Otros. | 6 |
| 1.3. <i>Energía solar de torre.</i> | 8 |
| 1.3.1. Primeros estudios: Central solar “Solar One” y “Solar Two”. | 9 |
| 1.4. <i>Componentes del Sistema.</i> | 11 |
| 1.4.1. Campo de heliostatos. | 11 |
| 1.4.2. Torre y receptor. | 14 |
| 1.4.3. Fluidos caloportadores. | 16 |
| 1.4.4. Ciclos de potencia. | 16 |
| 1.5. <i>Costes de la Tecnología.</i> | 19 |
| 1.6. <i>Objetivo.</i> | 20 |
| 2 Mejoras | 23 |
| 2.1. <i>Optimización.</i> | 23 |
| 2.1.1. Optimización de la localización y la orientación. | 23 |
| 2.1.2. Punto de diseño del sistema solar. | 23 |
| 2.1.3. Tanques de almacenamiento. | 23 |
| 2.1.4. Optimización de la altura de la torre. | 24 |
| 2.1.5. Optimización de las dimensiones del receptor. | 24 |
| 2.1.6. Optimización de la distancia entre heliostatos. | 24 |
| 2.2. <i>Abaratar componentes.</i> | 24 |
| 2.2.1. Estrategia de tamaño de los heliostatos. | 25 |
| 2.2.2. Modelo de geometría variable. | 25 |
| 2.2.3. Heliostatos inalámbricos. | 27 |
| 2.2.4. Estandarización de los materiales. | 28 |
| 2.3. <i>Subir eficiencia del ciclo de potencia</i> | 28 |
| 2.4. <i>Nuevos fluidos HTF.</i> | 31 |
| 2.4.1. Sales fundidas. | 32 |
| 2.4.2. Partículas descendentes. | 34 |

| | | |
|----------|--|--------------|
| 2.4.3. | Fase gaseosa. | 35 |
| 3 | Metales como HTF | 37 |
| 3.1. | <i>Introducción.</i> | 37 |
| 3.2. | <i>Metales líquidos candidatos.</i> | 38 |
| 3.3. | <i>Compatibilidad con materiales estructurales a altas temperaturas.</i> | 39 |
| 3.4. | <i>Conclusión.</i> | 41 |
| 3.5. | <i>Introducción del sodio como HTF.</i> | 42 |
| 4 | Simulación | 47 |
| 5 | Conclusión | 55 |
| 6 | Referencias | xxiii |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|--|----|
| Tabla 1: Propiedades de fluidos en estado supercrítico. Fuente: Wikipedia. | 30 |
| Tabla 2: Comparación de las tres tecnologías propuestas por SunShot. [17] | 32 |
| Tabla 3: Fluidos candidatos de transferencia de calor de sales fundidas y propiedades físicas aproximadas. [5] | 33 |
| Tabla 4: Ventajas y desventajas de las tres aleaciones de sales fundidas candidatas de Sunshot. [5] | 33 |
| Tabla 5: Características de los materiales para sólidos particulados analizados por SunShot. [5] | 35 |
| Tabla 6: Comparación de parámetros entre CO ₂ y He según el estudio en SunShot. [5] | 36 |
| Tabla 7: Ventajas y limitaciones de los metales líquidos frente a los HTFs usados en CSP actualmente. [21] | 38 |
| Tabla 8: Comparación de metales candidatos como HTF en CSP (n.a = no disponible). [21] | 38 |
| Tabla 9: Compatibilidad de materiales líquidos con materiales estructurales sin protección a la temperatura seleccionada. +: buena compatibilidad (menos de 25.4 µm/año), o: limitado (entre 25.4/254 µm/año), -: mala (más de 254 µm/año), ?: no hay información disponible. [21] | 40 |
| Tabla 10: Propiedades físicas de las sales solares, sodio líquido y LBE líquido (PbBi). [22] | 41 |
| Tabla 11: Comparación de las propiedades físicas entre el sodio y la sal solar. [23] | 42 |
| Tabla 12: Comparación del receptor entre el sistema de sales solares y el sistema de sodio. [23] | 45 |
| Tabla 13: Valores obtenidos de la simulación tras la optimización del campo solar de una instalación con sal solar como HTF y con ciclo Rankine con agua/vapor como fluido de trabajo. Fuente: Elaboración propia. | 47 |
| Tabla 14: Propiedades termodinámicas del sodio líquido. Fuente: SAM, elaboración propia | 48 |
| Tabla 15: Valores obtenidos de la simulación tras la optimización del campo solar de una instalación con sodio como HTF y con ciclo Rankine con agua/vapor como fluido de trabajo. Fuente: Elaboración propia. | 49 |
| Tabla 16: Comparación de todos los resultados obtenidos por las simulaciones en SAM® para instalaciones CSP con ciclo Rankine con agua/vapor como fluido de trabajo. Fuente: Elaboración propia. | 50 |
| Tabla 17: Valores obtenidos de la simulación tras la optimización del campo solar de una instalación con sal solar como HTF y con ciclo Brayton con sCO ₂ como fluido de trabajo. Fuente: Elaboración propia. | 51 |
| Tabla 18: Valores obtenidos de la simulación tras la optimización del campo solar de una instalación con sal solar como HTF y con ciclo Brayton con sCO ₂ como fluido de trabajo. Fuente: Elaboración propia. | 53 |
| Tabla 19: Comparación de todos los resultados obtenidos por las simulaciones en SAM® para instalaciones CSP con ciclo Brayton con sCO ₂ como fluido de trabajo. Fuente: Elaboración propia. | 53 |
| Tabla 20: Comparación de resultados de las simulaciones. | 56 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Ilustración 1: fuentes de energía renovables. Fuente: Inen Metrología. | 2 |
| Ilustración 2: Colector cilindro-parabólico. [1] | 3 |
| Ilustración 3: Mecanismo de seguimiento solar en un CCP. [1] | 4 |
| Ilustración 4: Colector Fresnel ubicado en la vubierta de la ETSI en Sevilla. [2] | 4 |
| Ilustración 5: Reflector secundario en colector Fresnel ubicado en la ETSI en Sevilla. [2] | 5 |
| Ilustración 6: Central solar de Torre Central (CSP). Fuente: Protermosolar. | 5 |
| Ilustración 7: Principio de fucionamiento de un disco parabólico. [1] | 6 |
| Ilustración 8: horno solar SF-60 de CIEMAT. Fuente: Riteca. | 7 |
| Ilustración 9: Muestra de hierro fundido por horno solar SF-60. Fuente: Elaboración propia. | 7 |
| Ilustración 10: Energía solar para la desinfección de agua potable. Fuente: Elaboración propia | 8 |
| Ilustración 11: Esquema de una central solar de torre. [5] | 9 |
| Ilustración 12: Central “Solar Two” instalada en el desierto de Mojave (California). Fuente: Researchgate. | 10 |
| Ilustración 13: funcionamiento de la planta “Solar Two”. [6] | 11 |
| Ilustración 14: Componentes de la estructura de un heliostato. Fuente: Protermosolar editada. | 12 |
| Ilustración 15: Superficie reflectiva de un heliostato. Fuente: PSA editada. | 12 |
| Ilustración 16: Sistema de control en heliostato. Fuente: Laenergíadelcambio.com. | 13 |
| Ilustración 17: Disposición polar y circular del campo de heliostatos. Fuente: Apuntes de la asignatura. | 13 |
| Ilustración 18: Disposición elíptica del capo de heliostatos. Fuente: apuntes de la asignatura | 14 |
| Ilustración 19: Tipos de estructura soporte de un heliostato. Fuente: apuntes de la asignatura | 14 |
| Ilustración 20: Tipos de receptores de contacto indirecto. Fuente: apuntes de la asignatura. | 15 |
| Ilustración 21: Esquema de un ciclo Rankine. Fuente: Thermoptim. | 17 |
| Ilustración 22: esquema de un ciclo Brayton. Fuente: Romulus.sdsu. | 17 |
| Ilustración 23: Ciclo con precompresión. [9] | 18 |
| Ilustración 24: Ciclo con expansión por etapas. [9] | 18 |
| Ilustración 25: Ciclo con recompresión. [9] | 19 |
| Ilustración 26: Esquema ciclo combinado. [9] | 19 |
| Ilustración 28: Pérdidas por sombreado entre heliostatos. [11] | 24 |
| Ilustración 27: Pérdidas por apantallamiento entre heliostatos. [11] | 24 |
| Ilustración 29: Área reflectiva de reflexión cuando la inciencia solar es normal a la superficie del heliostato. [12] | |

| | |
|--|----|
| | 25 |
| Ilustración 30: Área reflectiva de reflexión cuando la incidencia solar no es normal a la superficie del heliostato. [12] | 26 |
| Ilustración 31: geometría variable del campo de heliostatos. [12] | 27 |
| Ilustración 32: Heliostato autonomo de CIEMAT. Fuente: Intempresas.net. | 27 |
| Ilustración 33: Diagrama de fases de la materia. Fuente: Wikipedia | 28 |
| Ilustración 34: Campo solar de CSIRO dónde se llevó a cabo la demostración de la obtención de vapor supercrítico en centrales solares térmicas. [15] | 29 |
| Ilustración 35: Comparación del tamaño en turbinas de 10MWe de sCO ₂ y de vapor. [16] | 31 |
| Ilustración 36: Concepto de referencia con sal solar como HTF y material de almacenamiento. Bloque de potencia con turbina de vapor y enfriamiento en seco. [23] | 43 |
| Ilustración 37: Concepto de solo receptor con sodio como HTF en el receptor e intercambiador de calor a sal como material de almacenamiento. Bloque de potencia con turbina de vapor y enfriamiento en seco. [23] | 43 |
| Ilustración 38: Concepto de bucle de torre con sodio como HTF en el receptor y en la torre. Intercambiador de calor a sal como material de almacenamiento. Bloque de potencia con turbina de vapor y enfriamiento en seco. Tanque de sumidero. [23] | 44 |
| Ilustración 39: Diseño de campo resultante con eficiencia óptica el 21.3 a las 12 h en Postmasburg en Sudáfrica. El tamaño de apertura de un helióstato es de 120m ² . Izquierda: sistema de referencia con sal solar, potencia del receptor térmico: 700MWth, tamaño del receptor: 1376m ² , número de heliostatos: 10137, altura de la torre: 298m. Derecha: sistema de sodio (solo receptor/ bucle de torre), potencia del receptor: 700MWth, tamaño del receptor: 660m ² , número de heliostatos:9897, altura de la torre: 294m. [23] | 44 |
| Ilustración 40: Resultados de la simulación de una instalación CSP con sal solar como HTF, sin almacenamiento, con ciclo Rankine con agua/vapor como fluido de trabajo y optimizada. Fuente: simulación de SAM. | 47 |
| Ilustración 41: Resultados de la simulación de una instalación CSP con sodio como HTF, sin almacenamiento, con ciclo Rankine con agua/vapor como fluido de trabajo y con el mismo número de heliostatos y misma dimensión de la torre y del receptor que en el caso de la instalación con sal solar como HTF. Fuente: simulación de SAM. | 49 |
| Ilustración 42: Resultados de la simulación de una instalación CSP con sodio como HTF, sin almacenamiento, con ciclo Rankine con agua/vapor como fluido de trabajo y optimizada. Fuente: simulación de SAM. | 49 |
| Ilustración 43: Resultados de la simulación de una instalación CSP con sal solar como HTF y sin almacenamiento con ciclo Brayton con sCO ₂ como fluido de trabajo. Fuente: simulación de SAM. | 51 |
| Ilustración 44: Resultados de la simulación de una instalación CSP con sodio como HTF, sin almacenamiento, con ciclo Brayton con sCO ₂ como fluido de trabajo y con el mismo número de heliostatos y misma dimensión de la torre y del receptor que en el caso de la instalación con sal solar como HTF. Fuente: simulación de SAM. | 52 |
| Ilustración 45: Resultados de la simulación de una instalación CSP con sodio como HTF, sin almacenamiento, con ciclo Brayton con sCO ₂ como fluido de trabajo y optimizada. Fuente: simulación de SAM. | 52 |

Notación

| | |
|------------------|---|
| CSP | Central solar de torre central (Concentrated Solar Power). |
| CCP | Central solar de colectores cilindro-parabólicos. |
| TES | Sistema de almacenamiento térmico (thermal storage system). |
| HTF | Fluido de transferencia de calor (Heat transfer fluid). |
| LCOE | Valor del coste de la energía eléctrica en \$/kWh (Levelized cost of energy). |
| sCO ₂ | Dioxido de carbono supercrítico. |
| SAM | Programa de simulación para centrales de energía renovables (System Advisor Model). |
| FV | Central solar fotovoltaica. |
| DOE | Departamento de energía de E.E.U.U. (Department of energy) |
| ETSI | Escuela técnica superior de ingeniería. |
| CIEMAT | Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas |
| CAPEX | Gasto de capital de la explotación (capital expenditure) |
| Na | Sodio |
| Li | Litio |
| K | Potasio |
| Pb | Plomo |
| Bi | Bismuto |

1 ESTADO DEL ARTE

1.1. Introducción

La energía eléctrica se ha convertido en una necesidad más para el ser humano. Por este motivo, la investigación de distintas maneras de obtención y acumulación de energía eléctrica ha tomado mayor importancia en las últimas décadas.

Las fuentes principales de energía son las llamadas fuentes convencionales de energía o energías no renovables. Estas energías son las provenientes de la combustión del carbón, petróleo, gas natural, madera, etc. Al tratarse de recursos limitados en la naturaleza, son energías finitas, lo que da lugar a crisis y desajustes económicos a nivel mundial. También son perjudiciales para el medio ambiente ya que, al realizar la combustión de estos recursos, se crean partículas y gases contaminantes que favorecen el efecto invernadero y la polución.

Con el importante incremento del consumo energético en la actualidad, estos inconvenientes van tomando cada vez más importancia, aportando más protagonismo a otras fuentes de energías, las llamadas fuentes no convencionales de energía o energías renovables. Estas energías empezaron a desarrollarse a partir de la segunda mitad del siglo XX, tras la importante crisis del petróleo en los años 70 y el movimiento antinuclear en los años 80. A diferencia de las energías no renovables, estas energías provienen de fuentes inagotables como el sol, el viento, el agua o los desechos orgánicos convirtiéndose así en energías limpias y sostenibles.

La energía nuclear, a pesar de provenir de una fuente inagotable como la fusión o fisión nuclear, es considerada una energía no renovable debido a que sus residuos son tóxicos y se mantienen radioactivos más de cien años. Por este motivo es considerada una amenaza para el medio ambiente.

Las energías renovables pueden clasificarse como:

- Energía solar: La energía solar es la energía que proviene directamente del sol, usando la radiación incidente en la superficie terrestre. Existen dos tipos de energía solar: fotovoltaica y térmica. La energía solar fotovoltaica convierte de forma directa la radiación solar en energía eléctrica mientras que la energía solar térmica recibe los rayos solares y los convierte en energía térmica. El presente proyecto está enfocado a esta última.
- Energía eólica: La energía eólica consiste en usar la energía cinética proveniente del viento y convertirla en energía eléctrica mediante una turbina. Aunque el uso de esta energía en molinos de viento o bombeo de agua data de la antigüedad, el interés por su utilización para la obtención de energía eléctrica es reciente.
- Biomasa: La biomasa está compuesta por todo desecho orgánico (desde los residuos forestales o agrícolas hasta los residuos urbanos). Existen numerosas formas de obtener energía térmica de la biomasa como la quema, pirolisis, gasificación, fermentación alcohólica o la digestión anaerobia. Es la alternativa más directa de los combustibles fósiles puesto que, mediante ciertos tratamientos químicos, puede crearse biocombustible a partir de ella. También es posible convertir la biomasa en energía eléctrica a través de ciclos de vapor, turbinas de gas o algún motor alternativo. A pesar de obtener energía a través de su combustión, es considerada una energía renovable debido a que las cantidades de CO₂ producidas en este proceso son aproximadamente las mismas que consume la biomasa tanto en su estado natural como en ciertos procesos como la digestión anaerobia. Por tanto, se considera un ciclo cerrado de producción y consumo de CO₂.
- Energía hidráulica: La energía hidráulica consiste en el aprovechamiento de la energía cinética y potencial aportada por las corrientes o saltos de agua o por las mareas para obtener energía mecánica o eléctrica. El uso de la fuerza de las corrientes de los ríos en molinos para triturar granos o frutos ha sido

usado desde hace siglos, pero, al igual que la energía eólica, su uso para obtener energía eléctrica es más reciente.

- **Energía geotérmica:** La energía geotérmica aprovecha el calor interior de la tierra a través de cuerpos de roca caliente o volcánica y fuentes hidrotermales o geopresurizadas. Principalmente, es usada como energía térmica de media o baja temperatura. En el caso de las zonas en la que existen géiseres o fuentes geopresurizadas, también pueden aportar energía eléctrica.



Ilustración 1: fuentes de energía renovables. Fuente: Inen Metrología.

1.2. Energía solar térmica.

Aunque el sol es la esencia de todas las energías renovables, la energía solar es la única en la que es utilizada directamente para producir energía útil. La energía solar se divide en energía solar fotovoltaica y energía solar térmica. La energía solar fotovoltaica utiliza la radiación directa proveniente del sol para convertirla en energía eléctrica a través de paneles solares fotovoltaicos. La energía solar térmica utiliza la radiación proveniente del sol para calentar un fluido caloportador (HTF) y transferir energía térmica utilizada para agua caliente sanitaria, calefacción o para producir energía eléctrica. En este apartado nos centraremos especialmente en la energía solar térmica.

Los colectores de energía solar térmica se clasifican en colectores de baja (menos de 100 °C), media (entre 100 y 300 °C) y alta temperatura (más de 300 °C). Los colectores de baja temperatura constan de una superficie plana que absorbe la energía térmica solar y lo transfiere al HTF. Su uso se limita al uso doméstico. Por otro lado, los colectores de media y alta temperatura se basan en la concentración de la radiación solar en un receptor lineal o puntual, aprovechando la componente directa de la radiación que es la que tiene una dirección de incidencia determinada. Generalmente, los colectores de media temperatura son para uso residencial o comercial y los colectores de alta temperatura son usados para generar energía eléctrica.

A continuación, se analizarán los distintos tipos de colectores de alta temperatura ya que son los más usados para la generación de energía eléctrica. Su temperatura de trabajo se encuentra por encima de los 300°C incluso, en algunas ocasiones, pueden llegar a superar los 700°C debido a su alto índice de concentración solar. Además, gracias a los tanques de almacenamiento, pueden producir energía eléctrica incluso en horas en las que no hay luz solar. Esto supone una estabilidad de producción que les hace destacar en el mercado de las energías renovables.

Cabe a destacar que el mayor centro europeo de ensayos de aplicaciones de la energía solar de alta temperatura es el Centro de investigaciones energéticas, medio ambiente y tecnológicas (CIEMAT), más conocido como Plataforma Solar de Almería ubicado en el desierto de Tabernas (Almería). Muchos de sus proyectos y estudios serán nombrados a lo largo de este proyecto.

1.2.1. Colectores cilindro-parabólicos.

Los colectores cilindro-parabólicos (CCP) están compuestos por una superficie reflectora en forma de parábola cilíndrica (colector) que concentra los rayos solares en una tubería que actúa como receptor ubicada en la línea focal del colector. En el interior de la tubería circula el HTF, normalmente aceite térmico sintético, sales fundidas o agua/vapor. Su temperatura de trabajo ronda los 400°C lo que permite usar un ciclo Rankine de agua/vapor para producir vapor sobrecalentado y alimentar así a una turbina convencional para generar electricidad.



Ilustración 2: Colector cilindro-parabólico. [1]

El concentrador cilindro parabólico tiene un sistema de seguimiento sobre un eje instalado en su estructura metálica formando módulos de hasta 12 metros de longitud. Gracias a este sistema de seguimiento, el colector gira siguiendo el recorrido del sol de tal forma que los rayos solares siempre incidan perpendicularmente al colector aumentando considerablemente la eficiencia.

El colector está compuesto por una película de plata o aluminio sobre un soporte de cristal que aporta rigidez al colector. Toda esta conformación suele estar protegida por una capa de cobre y otra de pintura especial.

El tubo absorbedor sigue la misma tecnología que los colectores de tubo de vacío. Un tubo de vidrio donde se ha creado el vacío contiene un tubo metálico de menor diámetro en su interior por el cuál circula el HTF. El tubo metálico lleva un recubrimiento selectivo que aumenta la absorción (aproximadamente al 94%) y disminuye la emisividad (aproximadamente al 15%). El tubo exterior de vidrio reduce las pérdidas térmicas por convección y suele llevar un tratamiento anti reflexivo para aumentar su transmitancia, además, protege el tubo interior de las inclemencias meteorológicas.

La principal desventaja de este tipo de colector viene dada por el sistema de seguimiento. Al encontrarse tanto el colector como el tubo absorbedor sobre el sistema de seguimiento se producen una serie de pérdidas y roturas en los codos de expansión y juntas de conexionado obligando a invertir en una tecnología más compleja y costosa para evitarlo. Además, la mantención del vacío dentro del tubo absorbedor también supone de tecnología extra que eleva el precio total de la planta.

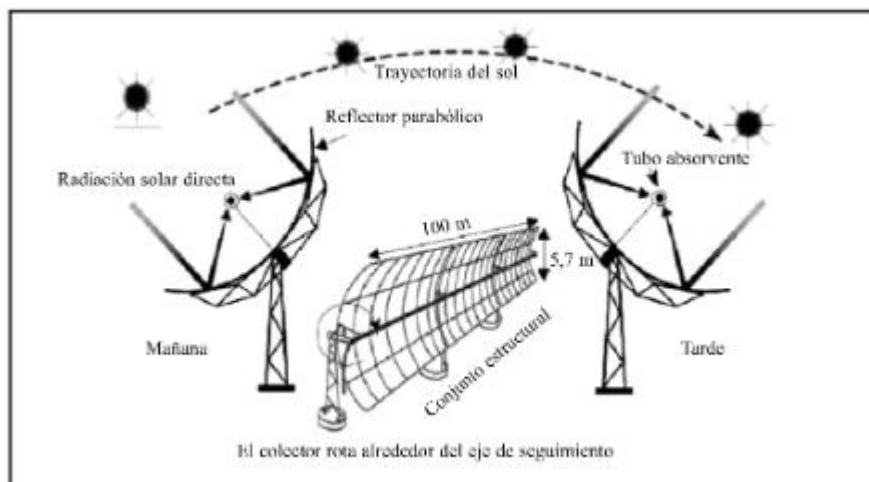


Ilustración 3: Mecanismo de seguimiento solar en un CCP. [1]

1.2.2. Colector Fresnel.

Los colectores Fresnel, siguen un sistema de foco lineal similar a los colectores cilindro-parabólicos. Está compuesto por un sistema de colectores ligeramente curvados que reflejan la radiación solar dirigiéndola hacia el tubo receptor, situado en un plano diferente al de reflexión, que transfiere la energía térmica aportada por la radiación solar a un HTF. A diferencia del colector cilindro-parabólico, el tubo receptor se encuentra fijo y son los concentradores reflectores los que poseen cada uno un sistema de seguimiento individual e independiente que les permite seguir la trayectoria del sol y siempre estén enfocados a él.



Ilustración 4: Colector Fresnel ubicado en la cubierta de la ETSI en Sevilla. [2]

En el receptor, al igual que en los colectores cilindro-parabólicos, está compuesto por un tubo de vidrio donde se ha hecho el vacío y un tubo absorbente de menor diámetro en su interior. En algunas ocasiones, alrededor del tubo receptor se encuentra una estructura delgada de metal denominada reflector secundario. El reflector secundario refleja la radiación solar que no incide directamente sobre el receptor desde los reflectores primarios optimizando así la eficiencia óptica del sistema y minimizando las pérdidas, además, protege al tubo receptor de las inclemencias meteorológicas.

La estructura soporte eleva los receptores primarios a unos centímetros del suelo. Esto conlleva un coste menor en materiales y una mayor resistencia a las cargas de viento de todo el sistema.



Ilustración 5: Reflector secundario en colector Fresnel ubicado en la ETSI en Sevilla. [2]

1.2.3. Centrales solares de torre central (CSP).

Las centrales solares de torre central cuentan con un campo de colectores llamados heliostatos que focalizan la radiación solar y la concentran en un receptor situado en la parte superior de una torre. Los heliostatos cuentan con un preciso mecanismo de seguimiento solar en dos ejes que permite seguir el movimiento solar con una gran exactitud.

En lo más alto de la torre se encuentra el receptor. Su función es transformar la radiación solar reflejada por los heliostatos y transferirla como energía térmica al HTF que circula en su interior. Posteriormente, este HTF puede ser almacenado en unos tanques de almacenamiento o llevados a un ciclo de potencia para la producción de energía eléctrica. Gracias a las altas temperaturas que alcanza el HTF en CSP, el vapor producido puede ser usado en la industria térmica dónde actualmente se usan combustibles fósiles reduciendo considerablemente la generación de contaminación atmosférica.



Ilustración 6: Central solar de Torre Central (CSP). Fuente: Protermosolar.

El presente proyecto está basado en la mejora de esta tecnología para alcanzar mayores eficiencias y menores costes de producción. Las altas temperaturas de trabajo alcanzadas suponen una alta producción de energía eléctrica y una gran eficiencia puesto que la relación coste/producción es menor que en otro tipo de colectores. Esto junto con la regulación de potencia producida que aporta el control independiente de los heliostatos y la estabilidad de producción que le aporta el almacenamiento de la energía térmica producida, le convierte en una de las tecnologías renovables más flexible del mercado eléctrico.

1.2.4. Discos parabólicos.

Los concentradores de discos parabólicos están compuestos por un concentrador en forma de paraboloide con un diámetro de alrededor de 5 a 12 metros, que concentra la radiación solar en un receptor puntual. Este tipo de

tecnología puede llegar a alcanzar una temperatura de trabajo de hasta 800°C y una eficiencia de 94%. [3]

El disco parabólico está instalado sobre una estructura metálica con un sistema de seguimiento a dos ejes que permite el seguimiento de la trayectoria solar durante todo el día en cualquier mes del año.

El receptor puntual consta de una pequeña cavidad por la que entra la luz solar captada por el concentrador y, gracias al aislamiento que le rodea, las pérdidas de calor son mínimas. En su interior se encuentra un motor térmico, concretamente un motor Stirling. El motor recibe el calor a altas temperaturas procedente del concentrador y lo convierte, con la ayuda de un alternador o generador eléctrico acoplado a él, en energía eléctrica sin la necesidad de ningún ciclo de potencia extra. Esto hace que pueda conectarse directamente a la red eléctrica o bien destinarla al consumo directo en alguna aplicación próxima al lugar de emplazamiento.

También se puede encontrar con menor frecuencia receptores puntuales con turbinas de gas en lugar de motores Stirling.

En esta tecnología, los fluidos usados como HTF más habituales son helio o hidrógeno debido a sus buenas características de transferencia de calor, aunque el nitrógeno o aire como HTF también aportan buenos resultados.

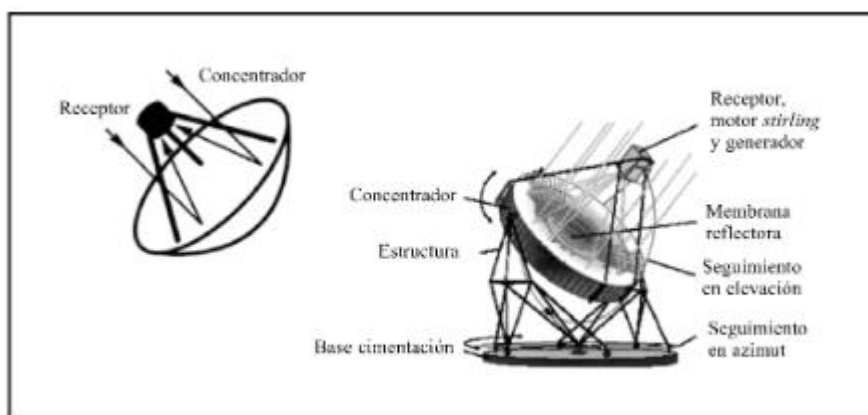


Ilustración 7: Principio de funcionamiento de un disco parabólico. [1]

1.2.5. Otros.

Además de estos usos ya comercializados, se están estudiando otros usos de la energía solar térmica de alta temperatura como, por ejemplo, hornos solares (tanto domésticos como de uso industrial) o mecanismos de desinfección de agua.

Los hornos solares de uso industrial son capaces de alcanzar temperaturas tan altas como para fundir metales. En las siguientes ilustraciones se muestra el horno solar SF-60 de CIEMAT. Produce 60 kW de potencia y consta de un heliostato plano de 120 m² y un concentrador parabólico de 100 m² de superficie de reflexión. Su uso aun es experimental limitándose a pruebas de resistencia térmica de algunos materiales o la producción de vapor [4]. En la Ilustración 9 podemos ver el efecto del rayo del horno solar en una placa de metal.



Ilustración 8: horno solar SF-60 de CIEMAT. Fuente: Riteca.



Ilustración 9: Muestra de hierro fundido por horno solar SF-60. Fuente: Elaboración propia.

Otro uso en desarrollo de la energía solar es el de tratamiento de desinfección de agua potable para su utilización en comunidades rurales de países en vías de desarrollo. Este método consiste en usar la energía térmica y la radiación ultravioleta proveniente del sol para el calentamiento del agua de río, lago, etc. eliminando así ciertos microorganismos perjudiciales para la salud. Este proyecto ha sido creado por CIEMAT.



Ilustración 10: Energía solar para la desinfección de agua potable. Fuente: Elaboración propia

1.3. Energía solar de torre.

La energía solar térmica de alta temperatura es aquella que funciona concentrando la radiación solar directa en un punto para el calentamiento de un fluido caloportador de trabajo (HTF).

Esta tecnología consta de un gran número de espejos, denominados heliostatos, que son los encargados de concentrar la radiación solar que les incide en un único punto común situado en el punto más alto de una torre.

Estos espejos pueden estar dispuestos alrededor de dicha torre de forma circular (Configuración circular), frente a la torre en forma de lágrima (Configuración elíptica) o bien frente a la torre de forma circular (Configuración polar). El espacio que ocupan se denomina campo de heliostatos.

La radiación es recogida por un receptor, el encargado de transferir el calor aportado por la radiación a un fluido caloportador. Una vez calentado el fluido caloportador en el receptor, éste desciende por la torre hasta llegar a un intercambiador de calor. Llegados a este punto, hay dos formas de aprovechar la energía:

1. El intercambiador de calor produce vapor de agua y este, a su vez, mueve una turbina que produce electricidad a través de un ciclo de potencia.
2. Aprovechar el calor del fluido para aportar calor en industrias térmicas.

Cuando la planta calienta más fluido caloportador de lo estipulado para satisfacer las necesidades inmediatas de la turbina, el exceso de energía se almacena en un tanque de almacenamiento aislado para seguir manteniendo la turbina en funcionamiento cuando no haya recurso solar hasta un total de 15 horas.

En la Ilustración 11 se puede observar el esquema de una central de torre que produce electricidad, donde se diferencia el campo de heliostatos, la torre y el receptor, el almacenamiento térmico, el ciclo de potencia y una zona denominada “balance de planta”. Esta zona es la que contiene los intercambiadores encargados de transformar el HTF en vapor.

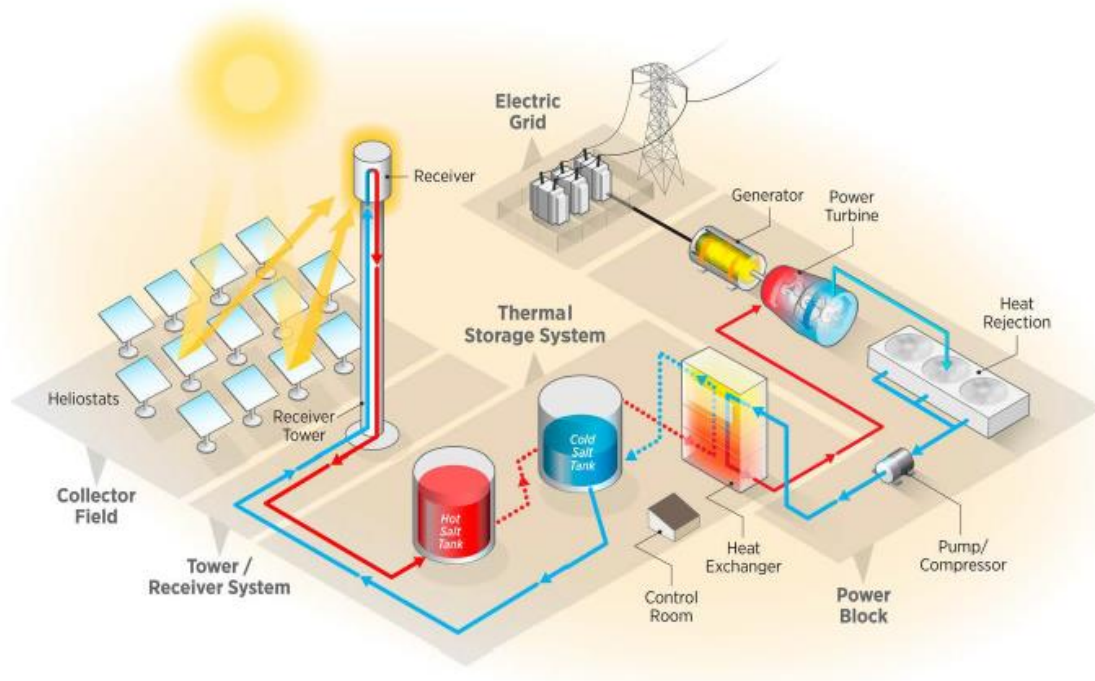


Ilustración 11: Esquema de una central solar de torre. [5]

Debido a la gran flexibilidad en cuanto al ciclo de potencia hay una gran variabilidad de fluidos caloportadores y de fluidos dentro del ciclo de potencia, siendo los más comunes de estos últimos las sales fundidas o ciclos de agua/vapor.

1.3.1. Primeros estudios: Central solar "Solar One" y "Solar Two".

En la década de los 80s se construyeron y operaron varias instalaciones de prueba internacionales y plantas piloto. Estas instalaciones proporcionaron experiencia con varios tipos de heliostatos y varios fluidos de trabajo, incluidos aceite, vapor de agua, sal fundida y sodio. La mayoría de ellos también empleaban pequeñas unidades de almacenamiento y estaban equipados para generar electricidad, aunque no como una entidad comercial. Gracias a estas instalaciones, se realizaron grandes avances respecto al uso de los sistemas de control, heliostatos, bombas, válvulas, receptores y fluidos de trabajo. La lección más importante obtenida de estas instalaciones es la elección del material usado ya que están diseñados para un cierto número de ciclos de estrés térmico y las plantas solares realizan un ciclo una o varias veces al día. Esto supone que el material se deteriore más rápidamente ocurriendo grandes fallos en el sistema.

El primer sistema en el mundo configurado como una planta piloto precomercial madura fue construido en el desierto de Mojave (California) en 1981. Comenzó su vida como "Solar One" y luego fue reconfigurada y relanzada como "Solar Two", como se muestra en la Ilustración 12. Las lecciones de este sistema son fundamentales y siguen siendo utilizadas por la actividad comercial actual con sistemas de torre.

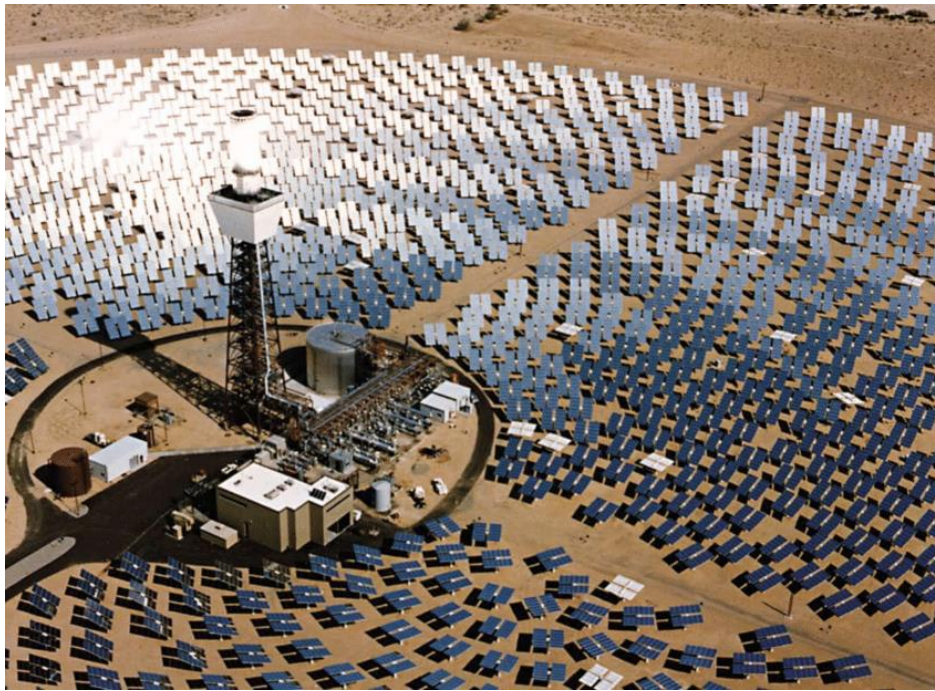


Ilustración 12: Central “Solar Two” instalada en el desierto de Mojave (California). Fuente: Researchgate.

En 1973, Vant-Hull e Hildebrand de la Universidad de Houston recibieron fondos de la Fundación Nacional de Ciencias para estudiar la viabilidad de los "Sistemas de Energía Solar Térmica Basados en Transmisión Óptica". Este estudio condujo directamente a la construcción de Solar One, una "planta piloto" de 10 MWe vinculada a la red. Esta instalación usaba vapor como fluido de trabajo y estaba diseñada para operación comercial.

Solar One utilizaría en un primer lugar un receptor cilíndrico de 45 MWt en el punto focal (76 m) de un campo envolvente de 1.818 heliostatos. Estos heliostatos casi cuadrados tenían un área de 39 m² que constaba de 12 facetas, cada una enfocada nominalmente y dispuesta para superponer las imágenes solares de todas las facetas de los heliostatos más distantes en el receptor. Debido a la necesidad de minimizar el costo de capital, se estableció un diseño de campo óptimo que variaba la altura focal, las dimensiones del receptor y el campo de heliostatos.

El almacenamiento constaba de un tanque de capas termoclinas (estratificado) de lijado de rocas y aceite, que se dimensionó para permitir 4 horas de funcionamiento de la turbina a 7 MWe, es decir, 145 MWht. Como la operación con el vapor de almacenamiento tenía un 70% de eficiencia frente al funcionamiento normal debido a la temperatura de vapor más baja (277 °C frente a 500 °C), y el funcionamiento del sistema de almacenamiento era engorroso, normalmente no se usaba para impulsar la turbina en esta instalación de prueba.

La generación de vapor en el receptor a más de 500 °C y alta presión requirió el uso de tubos de pared muy pesados, que estaban sujetos a grandes flujos de calor. Los gradientes térmicos y las tensiones resultantes limitaron significativamente la densidad de flujo permitida. Además, los cambios rápidos en la potencia del receptor como resultado del paso de alguna nube, etc., dificultaron el control y sometieron la turbina a cambios rápidos. El sistema de almacenamiento en lecho estratificado alivió esto en cierta medida, pero también fue difícil de usar, y el almacenamiento directo de vapor a alta temperatura y presión supone un mayor coste. Tales consideraciones llevaron a la búsqueda de un medio monofásico para usar en el receptor que también podría usarse directamente para el almacenamiento.

Debido a su alto calor específico y punto de ebullición y sus buenas propiedades de transferencia de calor, no toxicidad y bajo coste, se determinó que la sal (NaNO₃ 60%, KNO₃ 40%) funcionaría como fluido de trabajo en el receptor, como fluido para la transferencia de calor y como fluido de almacenamiento. En consecuencia, el campo de heliostatos, la torre y la turbina del Solar One se reconfiguraron como Solar Two. El receptor fue reemplazado por un receptor de sal fundida (con aproximadamente tres veces la densidad de flujo permitida y alrededor de un tercio del área activa), las bombas y tuberías de agua de alimentación del receptor fueron reemplazados para permitir el transporte de sal, y la unidad de almacenamiento fue reemplazada por tanques de sal calientes y un generador de sal a vapor y se agregaron 10.000 m² de nuevos heliostatos de 95 m², principalmente en el lado sur para superar los problemas de iluminación desigual del receptor observados en

Solar One. La sala de ordenadores también se renovó ya que se trataba de una tecnología anticuada.

En el diseño de Solar Two, la decisión de dirigir toda la sal caliente desde el receptor al tanque de sal caliente y operar la turbina solo a partir del vapor generado usando sal del almacenamiento, hizo que la recolección y el envío de energía fueran completamente independientes el uno del otro. Si había sal caliente y demanda de energía, la turbina podría funcionar; Si había sal tibia y luz solar, el receptor podría funcionar, haciendo que la energía recolectada sea completamente utilizable.

La baja presión de la sal en comparación con el vapor permitió utilizar tubos receptores de paredes mucho más delgados. Este estrés térmico reducido y, junto con las características de transferencia de calor mucho mejores de la sal, permitieron una densidad de flujo del receptor mucho más alta, hasta $1 \text{ MW} / \text{m}^2$. Combinado con una estrategia de apunte vertical multinivel, esto permite el uso de un receptor mucho más pequeño que el utilizado en Solar One.

Debido a un punto de congelación de la sal a 220°C , el receptor debe drenarse todas las noches para evitar la congelación de la sal y debe precalentarse todas las mañanas antes del llenado con la ayuda del calor aportado a primera hora de la mañana por los heliostatos, evitando así las posibles obstrucciones en los tubos.

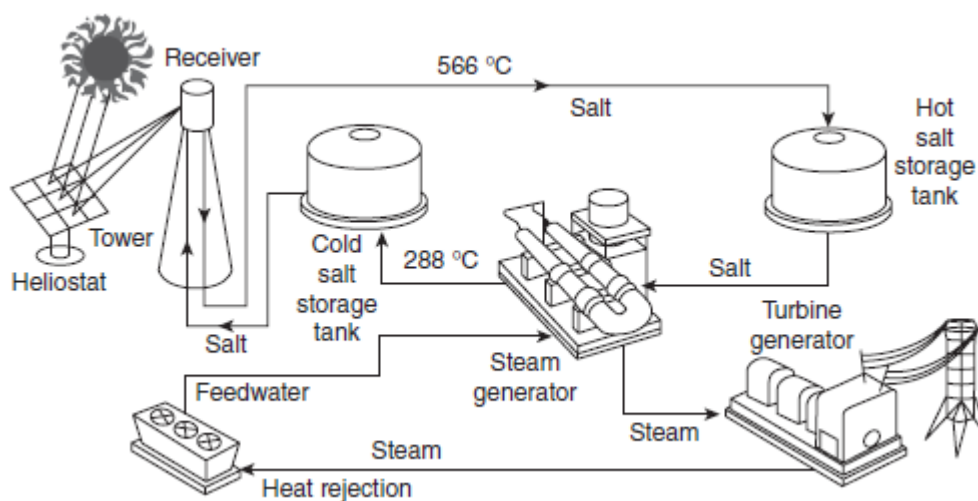


Ilustración 13: funcionamiento de la planta "Solar Two". [6]

Varios fallos fácilmente evitables redujeron el tiempo de funcionamiento de Solar Two obligando a su cierre en 1999 por falta de presupuesto operativo para afrontarlos. Algunos de estos fallos como la oxidación extrema del tubo ascendente al receptor, un fallo en el generador de vapor debido a su mala configuración para un flujo de sales o la deformación considerable de los paneles del receptor debido a las deformaciones en el material por recalentamientos, fueron de gran utilidad para establecer mejoras futuras en otras centrales de sal fundida y, lo más importante, alcanzó un ahorro del 50% respecto a la tecnología cilindroparabólica. [6]

1.4. Componentes del Sistema.

1.4.1. Campo de heliostatos.

El campo de heliostatos comprende el espacio del terreno donde se encuentran todos los heliostatos que forman la central. Estos heliostatos son una de las partes más importantes de las centrales solares de torre ya que son los encargados concentrar la radiación solar y dirigirla hacia el receptor, además, conllevan el 50% de la inversión económica.

También constituyen unas de las ventajas frente a otros tipos de centrales solares térmicas, y es que, debido a la rotación de los heliostatos, no es necesario aplanar el terreno para su instalación pudiéndose construir en laderas o superficies con desnivel.

Los heliostatos están formados por una superficie de vidrio con cierto canteado, sobre el que se deposita una capa reflectante de plata o aluminio, junto con una capa de pintura por la parte posterior para una mejor protección frente a las adversidades atmosféricas. Los espejos pueden tener diversas geometrías en función del

tipo de receptor de la instalación. Dichos espejos están sujetos por una estructura generalmente de metal que les permiten moverse sobre dos ejes y realizar así un seguimiento solar más efectivo. Estos ejes son el controlador de elevación y el controlador de azimut. El controlador de elevación es el encargado de mover el heliostato según la trayectoria del sol a lo largo del día mientras que el controlador de azimut es el encargado de ajustar el heliostato a la correcta inclinación, es decir, hace al heliostato rotar adaptándose al ángulo del sol según la época del año y latitud en la que se encuentre.

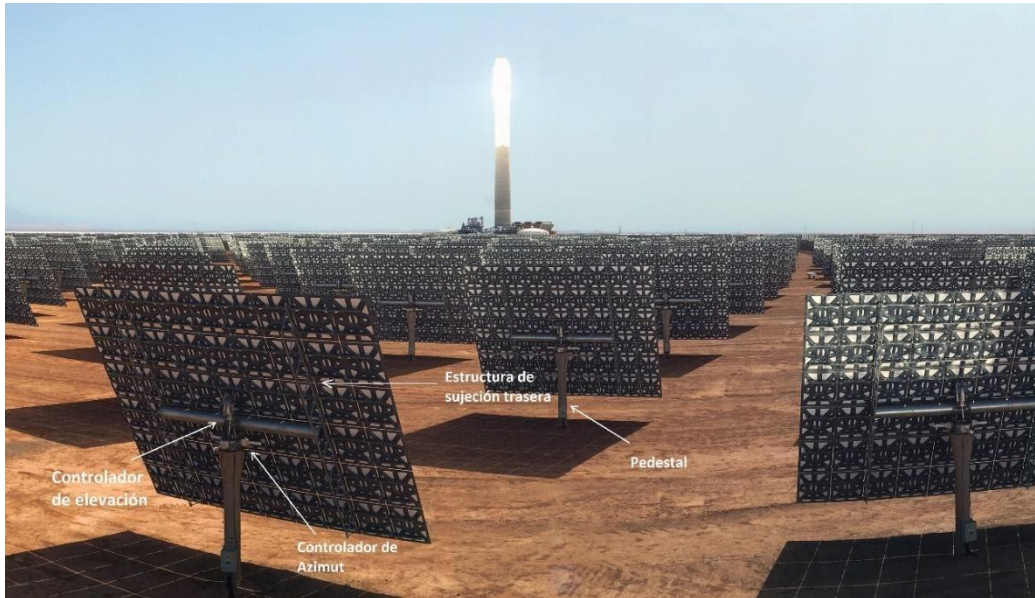


Ilustración 14: Componentes de la estructura de un heliostato. Fuente: Protermosolar editada.

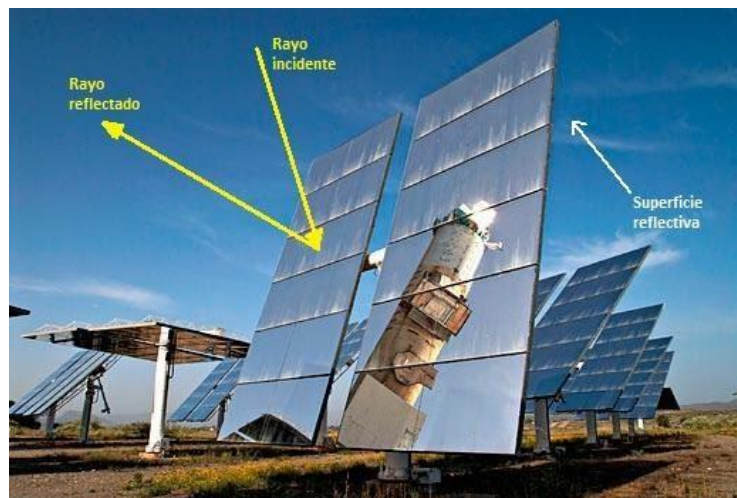


Ilustración 15: Superficie reflectiva de un heliostato. Fuente: PSA editada.

Además, todos los heliostatos tienen instalados un sistema de control local encargado de posicionarlo de la forma correcta y compuesto de un panel lógico y un panel de regulación. Éste está comunicado eléctricamente con el sistema de control central el cuál se encarga de realizar los cálculos de la posición del sol, del rayo reflejado, los ángulos necesarios de acimut y elevación, la consigna de posicionamiento de los ejes del heliostato, control de los mecanismos de accionamiento (motores, codificadores, etc.), control de la distribución de temperatura y flujo en el receptor solar, diagnóstico de errores y averías, protección y toma de decisiones ante situaciones de emergencia. [7]



Ilustración 16: Sistema de control en heliostato. Fuente: Laenergíadelcambio.com.

Como ya se ha mencionado anteriormente, la disposición del campo de heliostatos puede ser de varios tipos. Estos son: polar, circular y elíptico.

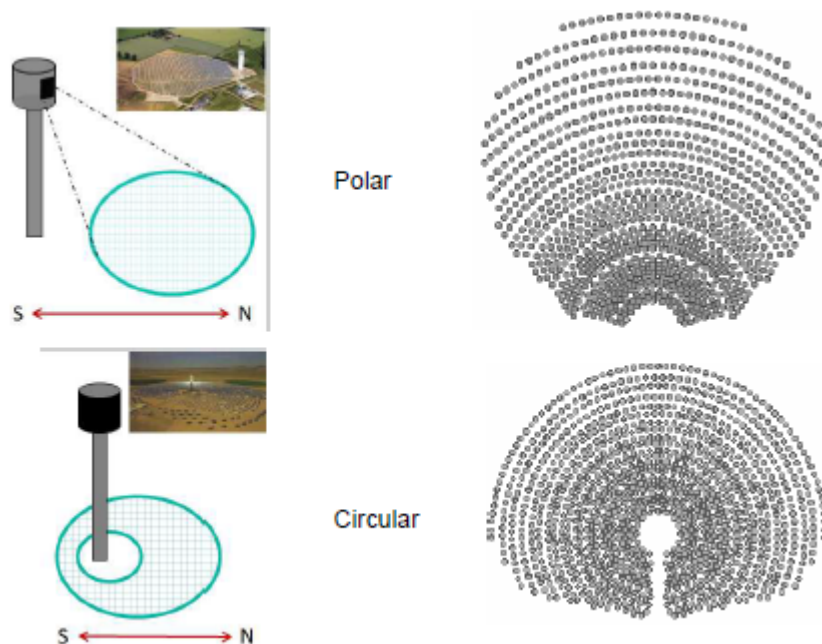


Ilustración 17: Disposición polar y circular del campo de heliostatos. Fuente: Apuntes de la asignatura.

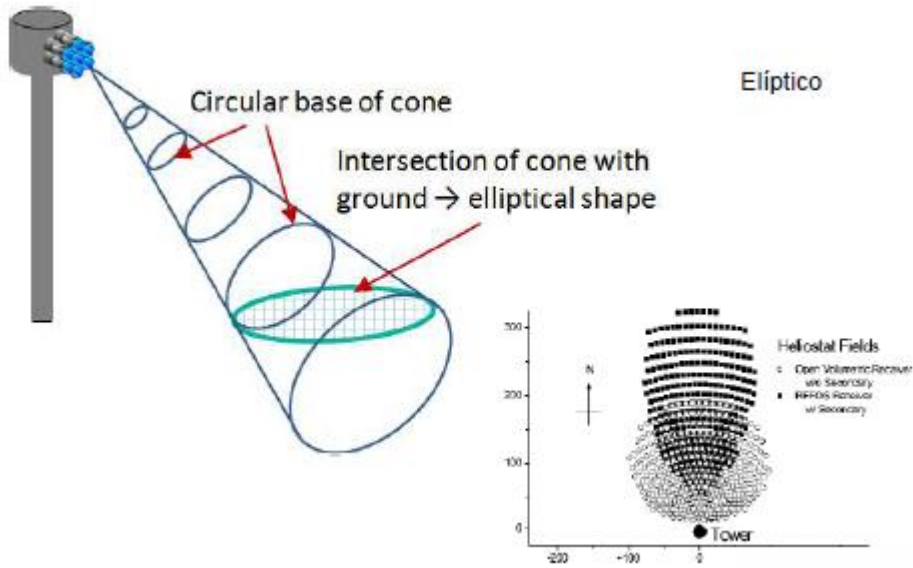


Ilustración 18: Disposición elíptica del campo de heliostatos. Fuente: apuntes de la asignatura

En la Ilustración 17 e Ilustración 18 podemos observar de forma gráfica la disposición polar, circular y elíptica del campo de heliostatos. En los tres casos, la torre se encuentra en la parte sur del campo y los heliostatos orientados, con su respectiva disposición, de norte a sur, siempre mirando hacia la torre. El tipo de disposición lo marcará el tipo de receptor del que se dispone, del número de heliostatos, del terreno disponible para su instalación y la posición geográfica del campo.

Otra forma de clasificar los heliostatos sería por su estructura soporte. Hay cuatro tipos de estructura soporte para heliostatos: tipo T, tipo espacial, tipo T abierta y tipo T cerrada.

La diferencia entre ellos se puede observar con claridad en la Ilustración 19; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

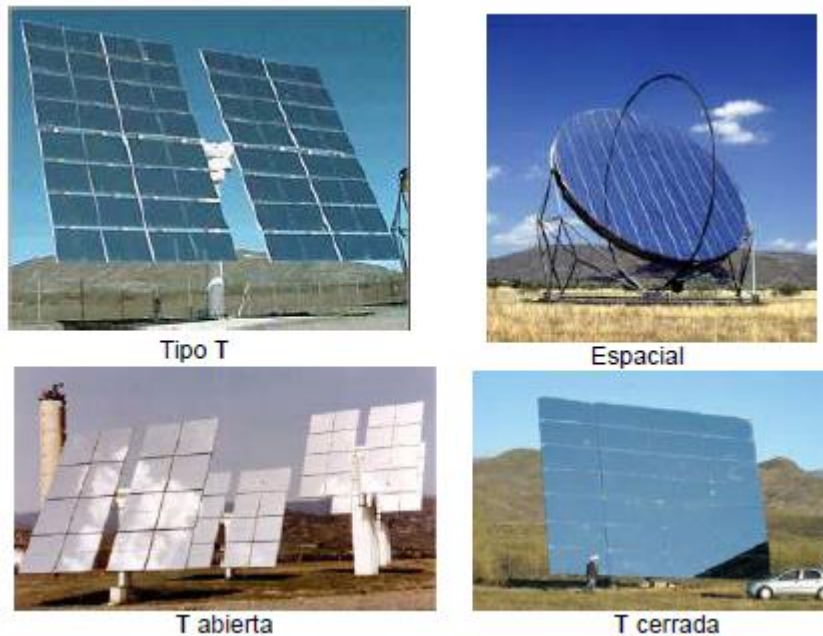


Ilustración 19: Tipos de estructura soporte de un heliostato. Fuente: apuntes de la asignatura

1.4.2. Torre y receptor.

Los heliostatos dirigen la radiación solar hacia el receptor situado encima de una torre que, generalmente, suelen ser de hormigón armado, aunque también pueden ser de acero (estructuras metálicas en celosía). La altura de la

torre es uno de los parámetros más importantes en el proceso de optimización del campo solar tanto respecto al rendimiento del campo como al ámbito económico.

El receptor central es el encargado de absorber la radiación solar concentrada por los heliostatos y, mediante una determinada tecnología, la transforma en energía térmica que posteriormente transfiere al fluido caloportador de la planta. Es el componente más importante de la instalación ya que de su configuración depende en gran medida el rendimiento de la central.

Está formado fundamentalmente por la superficie de absorción, compuesta de múltiples paneles modulares, la estructura del receptor, a la cual están unidos los paneles de absorción, tuberías de interconexión entre paneles, colectores exteriores e interiores y el sistema de control.

Los receptores se pueden clasificar en dos tipos. Por un lado, se encuentran los receptores de contacto directo, donde la radiación incide en el propio medio de transferencia de calor. Esto conlleva a que pueda trabajar a mayores flujos solares, con menores pérdidas y una superficie de intercambio convectivo de calor. Por otro lado, en los receptores de contacto indirecto, la radiación incide en superficies intermedias que transfieren la energía al fluido caloportador y donde la transferencia por conducción limita el flujo solar máximo. Este último cuenta también con varias configuraciones pudiendo ser externo, de cavidad, volumétrico y de lecho fluido.

En el receptor exterior la radiación solar se absorbe en unos tubos situados en el exterior por los que circula el fluido de trabajo. Al estar colocados en el exterior, se producen ciertas pérdidas térmicas importantes, esto condiciona a no poder alcanzar temperaturas superiores a 600 °C. Además, al estar expuestos a presión ambiente, estos tubos no pueden contener una gran concentración de fluido ya que pueden llegar a fundirse.

En el receptor de cavidad, los tubos receptores se encuentran en el interior de una cavidad que les protege del exterior reduciendo las pérdidas térmicas. Al estar en el interior del receptor, el diámetro de los tubos receptores está condicionado por su tamaño, esto hace que, por lo general, circule un menor caudal y como consecuencia, las temperaturas de trabajo sean menores.

El receptor volumétrico posee una matriz porosa encargada de absorber la radiación y por la que circula el fluido caloportador. Como el fluido circula en contacto con la pared que recibe la energía térmica, es posible alcanzar temperaturas mucho mayores.

En el caso del receptor de lecho fluido la superficie receptora está compuesta por partículas de un material refractario que se encuentra en contacto directo con el fluido. Sus aplicaciones están más orientadas a la química solar que a la generación de electricidad.

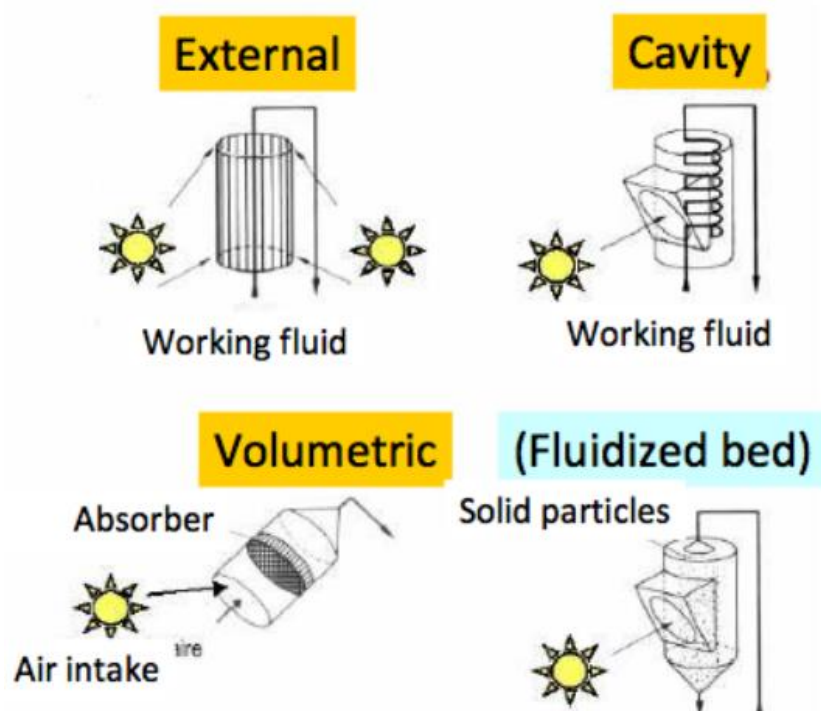


Ilustración 20: Tipos de receptores de contacto indirecto. Fuente: apuntes de la asignatura.

1.4.3. Fluidos caloportadores.

Una de las ventajas de las centrales solares de torre central es la variedad de fluidos caloportadores con los que puede trabajar. Los principales fluidos son:

- **Agua/Vapor:** Es el fluido caloportador más usado por la industria debido a su bajo coste, abundancia y bajo impacto medioambiental. En el caso de centrales solares de torre, no se requiere de intercambiador entre receptor y bloque de potencia. Además de tratarse de un fluido corrosivo y muy oxidante, su volumen varía con el cambio de fase. Esto supone un mantenimiento extra para prolongar la vida útil de los materiales del campo.

Se puede encontrar como vapor saturado (300°C) que, aunque la eficiencia limita al bloque de potencia, su viabilidad está demostrada en numerosos estudios y plantas ya comercializadas. Se adapta bien a las tecnologías convencionales y conlleva a pocas pérdidas por radiación térmica debido a que alcanza poca temperatura. Implica el uso de un receptor de cavidad.

También se puede encontrar con vapor sobrecalentado ya que tiene mayor eficiencia en el bloque de potencia, aunque, en este caso, al producirse un cambio de fase tiene mayores riesgos respecto al receptor, tecnología y materiales.

- **Sales fundidas:** este fluido representa la gran alternativa a los sistemas de agua/vapor ya que pueden usarse fácilmente como fluido caloportador y como sistema de almacenamiento, son más económicos que otros sistemas y no son tóxicos. Uno de los mayores inconvenientes que conlleva este HTF es la limitación de la temperatura de trabajo. Las sales se encuentran en fase líquida entre los 250 y 565 °C, a temperaturas inferiores se produce la congelación y a temperaturas superiores tienen el riesgo de convertirse en un fluido inestable. Por tanto, requiere la instalación de un sistema de traceado eléctrico a través del ciclo de la instalación que evite su congelación, suponiendo un coste inicial y de mantenimiento extra. Se necesita de intercambiador sales/agua para producir vapor en el ciclo de potencia.

- **Aire:** Cuenta con una alta disponibilidad incluso en instalaciones en pleno desierto además de contar con muy bajas pérdidas térmicas y la obtención de altas temperaturas (1100 °C). Su bajo calor específico y su baja densidad obliga a instalar mayor superficie de intercambio y una red de transporte mayor. Para poder tratar con este fluido es necesario trabajar con receptores volumétricos los cuales son fáciles de operar y mantener, pero, para trabajar a altas temperaturas, se necesitan altas presiones por lo que puede causar ciertas limitaciones en la tecnología de trabajo. Son una buena opción para hibridación de alta eficiencia.

1.4.4. Ciclos de potencia.

Independientemente del fluido de trabajo elegido para la central, los ciclos de potencia están compuestos generalmente por agua/vapor en estado subcrítico.

Los ciclos termodinámicos que mejor se adaptan a las necesidades de las centrales solares de torre son los ciclos de Rankine y Brayton, siendo los ciclos de Rankine los más habituales.

El ciclo Rankine consiste en calentar agua en una caldera hasta evaporarla y elevar la presión del vapor. Una vez calentado el fluido, éste será llevado a una turbina donde se produce energía cinética y un descenso de la presión del fluido. Dicha energía cinética es la encargada de hacer girar un generador eléctrico para obtener electricidad. El fluido continuará hacia un condensador donde pasa a estado líquido para poder entrar en una bomba que volverá a subir la presión del fluido para que vuelva nuevamente a la caldera. [8].

En los ciclos Rankine adaptados a CSP, se sustituye la caldera por un intercambiador cuyo reservorio de calor es el HTF proveniente de la planta.

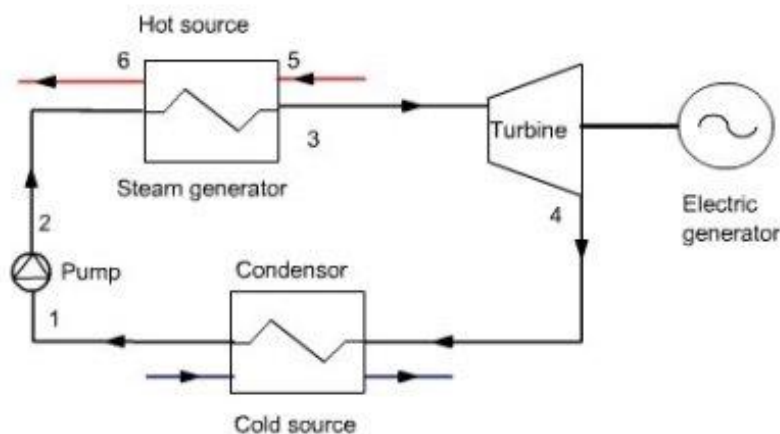


Ilustración 21: Esquema de un ciclo Rankine. Fuente: Thermooptim.

En el caso de ciclo Brayton, el proceso es similar. También está compuesto por un reservorio que aporta calor al gas y una turbina de donde la presión del gas baja y se obtiene energía cinética para generar electricidad. Después de la turbina, le sigue un enfriador donde, como su propio nombre indica, enfría el gas aumentando su volumen, pero sin llegar a cambiar de estado. El gas entra en un compresor donde aumenta su presión hasta volver al estado inicial usando parte del trabajo generado por la turbina.

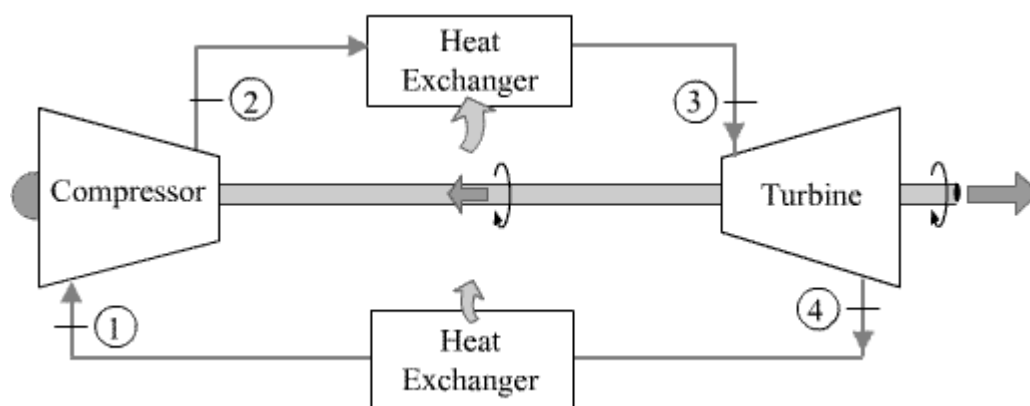


Ilustración 22: esquema de un ciclo Brayton. Fuente: Romulus.sdsu.

En ambos casos, se pueden realizar ciertos cambios al ciclo inicial. Una de estas mejoras es añadir un regenerador a la salida del compresor por donde circula el fluido procedente de la turbina aprovechando así su calor para precalentar el fluido antes de entrar nuevamente en el receptor o, en el caso de centrales solares de torre, el intercambiador.

Otra mejora sería el llamado ciclo con precompresión, el cual consiste en añadir dos recuperadores de calor y un compresor. Al salir del primer compresor, el fluido se precalienta en el regenerador de baja temperatura antes de entrar en el regenerador de alta temperatura y, a continuación, entrar en el intercambiador. El compresor extra se utiliza para comprimir el fluido que sale del regenerador de alta temperatura para después pasar por el regenerador de baja temperatura. Este funcionamiento se puede observar de forma más clara en la siguiente **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

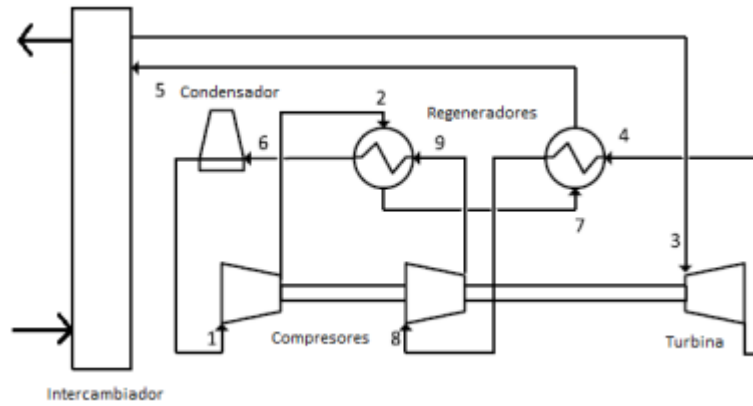


Ilustración 23: Ciclo con precompresión. [9]

El ciclo con expansión por etapas también está considerado una mejora. Este ciclo consiste en realizar la expansión del fluido en dos etapas distintas usando así dos turbinas además de dos compresores y dos regeneradores. El fluido se divide en dos corrientes en el regenerador de baja temperatura y antes de pasar al condensador. Una de estas corrientes pasa por uno de los compresores a través del condensador y la otra corriente, por el otro compresor. De esta manera la eficiencia térmica aumenta ya que, a pesar de haber dos compresores, el sistema pierde menos calor y se necesita aportar menos energía a dichos compresores. Este funcionamiento se puede observar de forma más clara en la siguiente Ilustración 24.

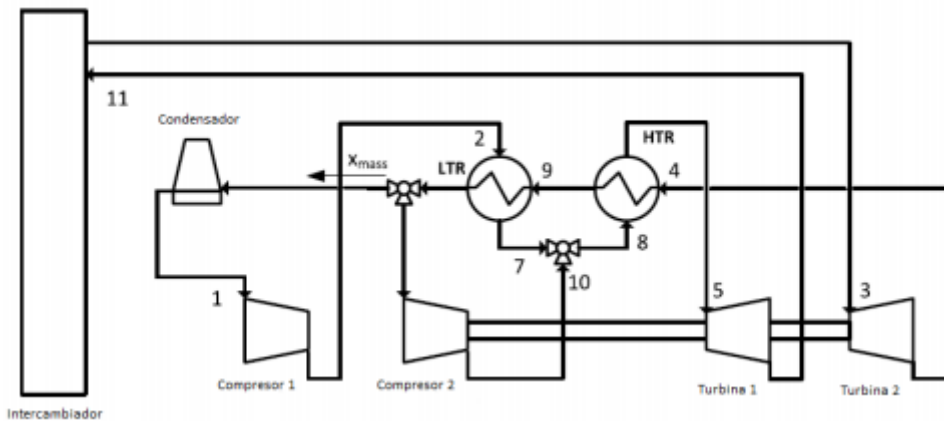


Ilustración 24: Ciclo con expansión por etapas. [9]

Como última mejora a mencionar del ciclo de potencia estaría el ciclo con recompresión. Este ciclo tiene la misma configuración que el ciclo con expansión por etapas, pero, en este caso, solo tiene una etapa (una turbina). Su funcionamiento sería similar al anterior pero su eficiencia energética y un ahorro económico mayor. Este funcionamiento se puede observar de forma más clara en la siguiente **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

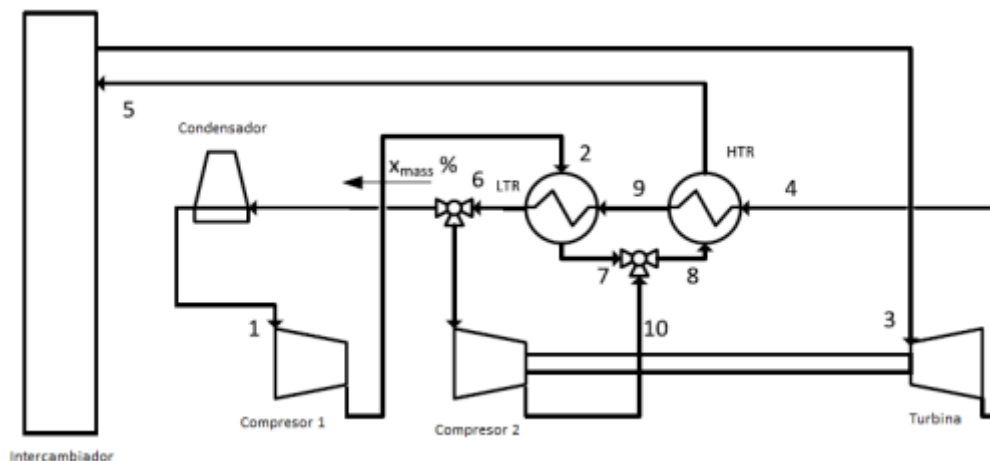


Ilustración 25: Ciclo con recompresión. [9]

También se considera la unión de un ciclo Rankine y un ciclo Brayton adquiriendo el nombre de ciclo combinado. Este consiste en sustituir el enfriador de ciclo Brayton o condensador del ciclo Rankine (dependiendo del ciclo que se realice primero) por otro intercambiador que une ambos ciclos. Esta explicación se puede ver de una forma más clara en el esquema mostrado en la siguiente **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

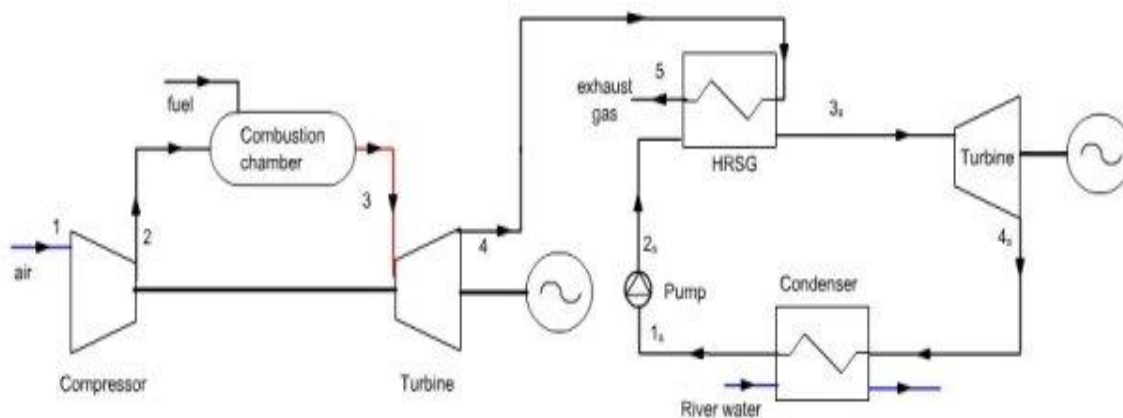


Ilustración 26: Esquema ciclo combinado. [9]

1.5. Costes de la Tecnología.

Una de las mayores desventajas de la tecnología CSP es sin duda su coste mucho menos competitivo que otras fuentes renovables como la fotovoltaica o eólica. Esto la convierte en una energía renovable menos atractiva y, como consecuencia, menos implantada a pesar de su alta gestionabilidad.

Según los datos recogidos en 2018 por la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA), el coste de energía (LCOE) en la tecnología de concentración solar en 2018 se redujo un 26% respecto a 2017 y un 46% respecto a 2010 alcanzando el valor de 0.185 USD/kWh.

Los datos recogidos en este informe muestran que gracias a las continuas mejoras en diseño y fabricación de turbinas eólicas se ha reducido los costos totales de las instalaciones eólicas en los últimos años llegando a un LCOE en 2018 de 0.056 USD/kWh esto supone un 13% menos que en 2017 y un 35% menos que en 2010 cuando el LCOE adquiriría el valor de 0.085 USD/kWh. Los costos de la electricidad de la energía eólica terrestre se encuentran ahora en el extremo inferior del rango de costos de los combustibles fósiles.

En cuanto a la energía fotovoltaica (FV), los precios más bajos del módulo solar fotovoltaico y las continuas reducciones de los costos del sistema supusieron en 2018 una caída del LCOE del 13% con respecto a 2017, llegando al valor de 0.085 USD/kWh. Esto lleva la disminución entre 2010 y 2018 en el promedio global

ponderado de LCOE de la energía solar fotovoltaica al 77%.

En conclusión, aunque CSP siga siendo una tecnología mucho mas cara que sus competidoras, el gran porcentaje de reducción del LCOE entre los años 2017 y 2018 conlleva a pensar que es una tecnología aun en desarrollo con muchas mejoras aun por realizar y que, tras un estudio más exhaustivo, puede llegar a alcanzarse precios más competitivos. Aunque estos datos hayan variado en los últimos años, serán tomados como referencia en este estudio para la reducción de costes de la tecnología CSP. [10]

1.6. Objetivo.

El presente proyecto tiene como objetivo:

- Estudiar y comprender la tecnología actual de plantas de generación de energía, particularmente de las plantas de concentración solar en torre central.
- Abaratar los componentes de una CSP con el objetivo de reducir los costes totales de la instalación y destacar en el mercado de las energías renovables llegando a ser una competencia contra otras fuentes de energía convencionales totalmente desarrolladas o contra la energía solar fotovoltaica.
- Conocer los beneficios de tratar ciclos de potencia con CO₂ supercrítico teniendo en cuenta las limitaciones constructivas y/o económicas que pueda suponer. Con esta medida se pretende aumentar la eficiencia del ciclo de potencia llegando a producir mayores potencias con menos superficie de captación y/o menor flujo másico.
- Estudiar y analizar la posible utilización de nuevos HTF, su descripción y las consecuencias constructivas y/o económicas que suponen. El estudio se centrará especialmente en el uso del sodio líquido como fluido térmico y en contrastar sus posibles riesgos o desventajas con las ventajas de su utilización en una central solar de receptor de torre.
- Crear la simulación de una CSP con las mejoras estudiadas anteriormente y analizar los resultados obtenidos llegando a una conclusión. Para ello será necesario la dimensionalización del campo de heliostatos, tanques de almacenamiento, flujo másico necesario en el receptor y el ciclo de potencia usado. Gracias a la simulación se estimará la producción de energía anual y un análisis de la inversión económica necesaria para su construcción.

2 MEJORAS

2.1. Optimización.

2.1.1 Optimización de la localización y la orientación.

Para reducir al máximo los costes de una instalación es importante realizar una buena optimización empezando por su localización. La elección de la localización influye en la eficiencia de la instalación y, por tanto, en los materiales a utilizar.

La magnitud mas importante para definir la localización de la planta es la latitud. Ésta determina el límite superior de radiación solar que se alcanza en el emplazamiento elegido siendo mayor con forme nos aproximamos al ecuador.

También es importante considerar aquellos factores que influyen en la determinación del tiempo atmosférico como la altitud, proximidad a montañas, presencia de agua, poblaciones cercanas, etc. Muchos de estos factores, en especial la altitud, marcarán la orientación de los heliostatos y del receptor teniendo, generalmente, una orientación norte-sur o sur-norte dependiendo del hemisferio en el que se encuentren.

Por otro lado, la elección del tipo de terreno a usar para la instalación influye en gran medida a la elección de los materiales y en el coste final del campo. Así, usando un terreno con pendiente, sería necesario una estructura en los heliostatos más compleja y capaz de contrarrestar dicho desnivel o incluso, en ciertos casos, la modificación del terreno mediante obras civiles.

2.1.2 Punto de diseño del sistema solar.

Una vez determinada la localización y la orientación, se escoge un día Juliano y hora solar para la optimización del diseño de la planta, también llamado punto de diseño del sistema solar. La finalidad de escoger un punto de diseño es alcanzar la potencia nominal bajo unas condiciones establecidas de irradiancia solar. Para una mayor optimización, se escoge el medio día solar del equinoccio de primavera (día juliano 80) ya que se considera de condiciones medias. De este modo, la energía que no se llega a producir en los meses de invierno debido al menor número de horas solares y peores rendimientos geométricos del campo solar, se ve compensada por la energía extra que se produciría en los meses de verano ya que las condiciones serían las contrarias.

2.1.3 Tanques de almacenamiento.

Los tanques de almacenamiento son aquellos encargados de almacenar la energía térmica absorbida por el campo para usarla en aquellas horas en las que la producción es menor a la potencia determinada. Gracias a los tanques de almacenamiento, la planta puede alcanzar hasta un total de 15 horas extras de funcionamiento.

En la optimización de los tanques de almacenamiento juega un papel importante la funcionalidad de la planta puesto que el tamaño de los tanques de almacenamiento variará si, por ejemplo, la planta es para abastecer a una civilización o como apoyo para otras fuentes energéticas.

Además del uso asignado a la planta, la dimensionalidad de los tanques de almacenamiento se ve afectada, entre otros, por el espacio disponible para su instalación, el coste de los materiales y por las bombas de sales. Las bombas de carga y descarga deben estar instaladas en el punto mas alto del tanque de almacenamiento por lo que conlleva a la instalación de bombas verticales.

Este tipo de bombas destacan por el pandeo de su eje cuando supera los 14 metros lo que supone una limitación estructural a la hora de determinar la altura de dichos tanques.

Aunque, como se ha mencionado anteriormente, los tanques de almacenamiento ayudan a prolongar el funcionamiento de la planta hasta 15 horas, no siempre es una ventaja. El número de horas de almacenamiento están limitadas por el precio de la electricidad ya que, en ciertas horas donde el precio de venta de la luz es demasiado bajo, el hecho de aumentar el tamaño del tanque de almacenamiento para hacer frente a esas horas supone un mayor coste de materiales que el obtenido por la venta de la energía en esas horas.

2.1.4 Optimización de la altura de la torre.

Otra medida de optimización de la planta es la elección de una altura correcta de la torre donde se encuentra el receptor.

A la hora de determinar la altura siempre existe un óptimo técnico a partir del cual, un incremento en la altura de la torre perjudica los rendimientos generales del campo. También puede existir un óptimo económico que delimite una altura de la torre más baja a la determinada por el óptimo técnico, ya que es posible llegar a un punto en el que el coste añadido a una altura de torre superior no compense el ahorro provocado por una mejora del rendimiento general del campo.

2.1.5 Optimización de las dimensiones del receptor.

El diámetro de la torre está en función de las dimensiones del receptor ya que tiene que ser el necesario para poderlo sostener. El receptor deberá tener la dimensión mínima posible para reducir las pérdidas por radiación y convección y, por tanto, reducir el coste que supone, pero debe ser suficientemente grande como para permitir que no sobrepase el límite de flujo de radiación incidente en ningún punto de la superficie absorbente y como para minimizar el desbordamiento de la radiación incidente.

2.1.6 Optimización de la distancia entre heliostatos.

En la optimización, el tamaño y la separación entre heliostatos juega un papel importante en el número total de heliostatos instalados y en el terreno disponible para la instalación.

Al aumentar el número de heliostatos o su tamaño, estamos aumentando la superficie de reflectividad de los rayos solares y alcanzar así mayores potencias, pero también supone un aumento en el coste de la instalación y estructuras.

En el caso de disminuir la distancia entre los heliostatos también aumentamos las pérdidas generadas por las sombras y apantallamientos entre ellos. Las sombras son provocadas cuando los rayos solares son interceptados antes de llegar a la superficie del heliostato por otro heliostato. En el caso del apantallamiento, son los rayos que ya han sido reflejados por el heliostato los que chocan con la superficie trasera de otro heliostato, no alcanzando por tanto la superficie del receptor.

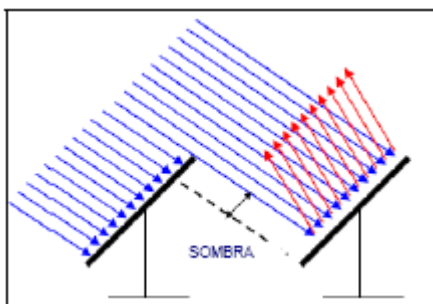


Ilustración 28: Pérdidas por sombreado entre heliostatos. [11]

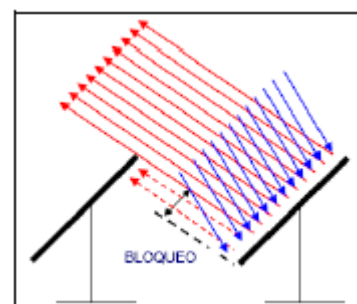


Ilustración 27: Pérdidas por apantallamiento entre heliostatos. [11]

2.2. Abaratar componentes.

Durante toda su historia, las centrales solares de torre han estado compitiendo directamente con otras fuentes de energía convencionales totalmente desarrolladas por lo que el hecho de abaratar componentes es un punto esencial para el pleno aprovechamiento de su potencial a nivel comercial. A pesar de todas las mejoras que se

han ido realizando con el paso de los años, el elevado coste de capital aun constituye un obstáculo.

2.2.1. Estrategia de tamaño de los heliostatos.

Hoy en día existen dos estrategias contrapuestas para la reducción de costes respecto a tecnología de heliostatos.

Una de ella consiste en construir heliostatos de gran tamaño (entre 90 y 140m²) esto implica que los costes específicos por m² de superficie reflectante sean menores.

Por otro lado, reducir el tamaño de los heliostatos a valores entre 1 a 20 m² conlleva menores requerimientos técnicos y costes de los mecanismos de seguimiento, aumento de la ocupación de suelo y esquemas de seguimiento combinado de grupos de heliostatos.

La elección de la estrategia elegida se verá influenciada por el tipo de instalación, el terreno disponible, la localización de la planta solar, la disposición del campo de heliostatos, etc.

2.2.2. Modelo de geometría variable.

El principal factor que define tanto la configuración del campo de heliostatos como el tamaño de estos o incluso los materiales que lo componen son las pérdidas del efecto coseno. Estas pérdidas suponen un gran porcentaje en los campos solares de torre ya que se deben a que todos los rayos solares no inciden perpendicularmente en el espejo y el área efectiva se reduce al coseno de ángulo de incidencia.

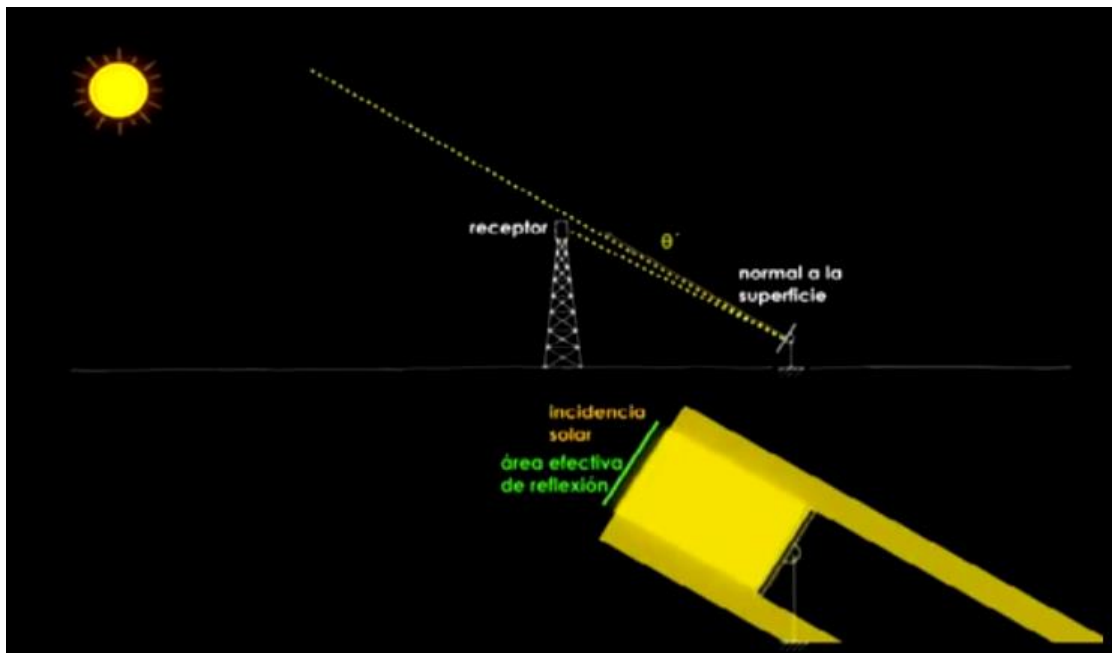


Ilustración 29: Área reflectiva de reflexión cuando la incidencia solar es normal a la superficie del heliostato.

[12]

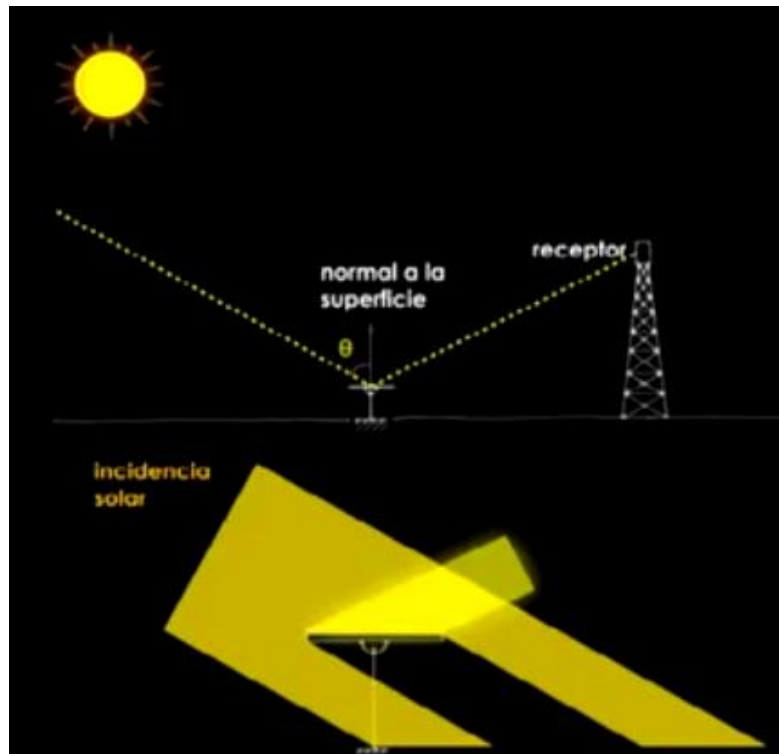


Ilustración 30: Área reflectiva de reflexión cuando la incidencia solar no es normal a la superficie del heliostato. [12]

Según la localización de la planta, las configuraciones más eficientes para reducir el factor coseno y, por tanto, poder dimensionar campos con un presupuesto menor debido al menor número de heliostatos, serían las de geometría polar y receptor de cavidad para campos con latitudes altas (norte), geometría circular y receptor externo para campos situados cerca del ecuador o latitudes tropicales y geometría elíptica para campos de torre con concentrador secundario.

Aunque estas configuraciones son más eficientes, las pérdidas por factor coseno siguen siendo considerables. El centro tecnológico avanzado de energías renovables (CTAER) ha creado un modelo que reduce considerablemente dichas pérdidas. Se trata de un modelo experimental denominado “Modelo de geometría variable” en el que los heliostatos están instalados sobre unos soportes móviles que se desplazarán de forma automática por unos railes circulares y concéntricos a la torre, siguiendo el movimiento aparente del sol. En la torre, el receptor también giraría sobre sí mismo siguiendo el movimiento de los heliostatos. De esta forma se reducen las pérdidas por factor coseno a un valor medio del orden del 20% de la potencia reflejada por el campo de heliostatos.

Con esta mejora no solo aumentamos la eficiencia del ciclo, también abaratamos los costes de la instalación ya que los heliostatos no necesitan de sistema de seguimiento individual en dos ejes para realizar el seguimiento de la trayectoria solar. El coste de incorporar railes y un receptor giratorio es muy inferior al ahorro producido por la incorporación de heliostatos fijos sin movimiento. [13]

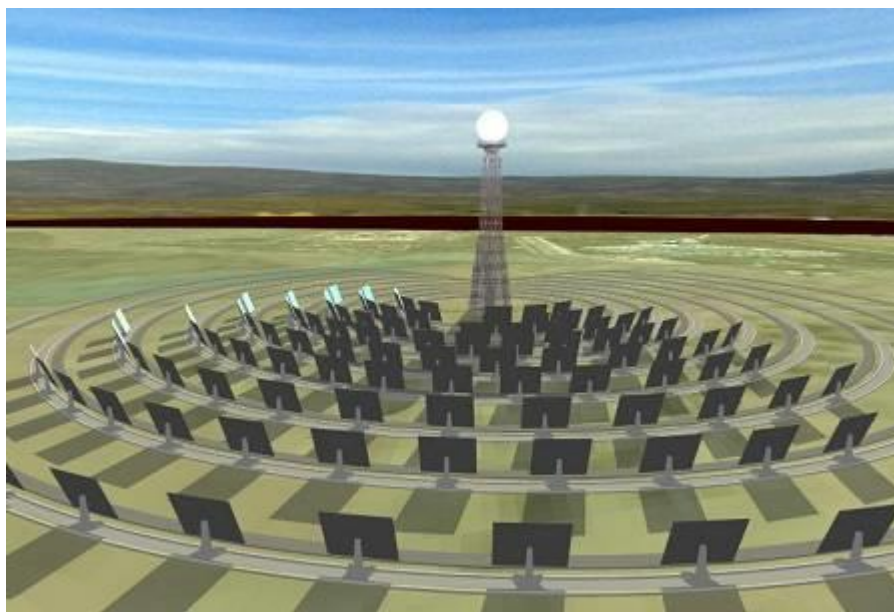


Ilustración 31: geometría variable del campo de heliostatos. [12]

2.2.3. Heliostatos inalámbricos.

Las plantas solares de torre suelen ocupar una superficie bastante amplia donde, el campo de heliostatos ocupa entre 60 hectáreas (PS10 con 10MW de Abengoa en España) y 130 hectáreas (Ivanpah con 392 MW en Estados Unidos). Como cada heliostato tiene instalado un sistema de control local conectado al sistema de control central, se usan muchos kilómetros de cable para realizar las interconexiones o la conexión a red para la alimentación eléctrica de cada heliostato. Una gran medida de ahorro tanto en materiales como en mano de obra sería la utilización de sistemas de control inalámbricos en cada heliostato conectados vía radio con el sistema de control central.

El heliostato autónomo es una de las mejores propuestas gracias a los técnicos del CIEMAT en las instalaciones de la plataforma solar de Almería (PSA). Este heliostato está equipado con un control local especialmente diseñado y podrá funcionar sin la asistencia de ningún otro dispositivo externo permitiéndole acometer las funciones de cálculo y guiado de sus ejes por sí mismo, manteniendo el foco controlado y velar por su propia integridad y seguridad.

De esta forma podrá ser instalado en cualquier lugar sin requerimientos de infraestructuras eléctricas, cableado y/o canalizaciones usando energía fotovoltaica para alimentar a cada heliostato y comunicaciones con el sistema de control central sin hilos, realizadas por radio. [14]



Ilustración 32: Heliostato autonomo de CIEMAT. Fuente: Intempresas.net.

2.2.4. Estandarización de los materiales.

Los componentes de la planta con un mayor impacto en el coste total del capital son los helióstatos, el receptor y el bloque de potencia. Una de las maneras más sencillas de abaratar componentes es la estandarización de los materiales.

En la actualidad, la tecnología CSP apenas comienza a desarrollarse y, al tratarse de una tecnología relativamente nueva, son pocos los proveedores que trabajan con los materiales necesarios. Esto provoca unos márgenes más altos respecto al precio de venta en comparación con los de la industria FV que es más madura y competitiva.

La estandarización de los materiales no solo influiría en la competencia de proveedores y en la bajada de los costes en materiales, también impulsaría en la constante innovación y el desarrollo de la tecnología puesto que la misma competencia entre proveedores les conllevaría a la mejora de sus productos para una mayor competitividad.

Hoy en día también sería un ahorro sencillo utilizar materiales ya normalizados, es decir, adaptar la tecnología CSP a productos de otras tecnologías más desarrolladas. Por ejemplo, la utilización de ciclos de potencia o tanques de almacenamiento ya usados en otro tipo de industrias. Además, en el caso de la utilización de helióstatos fijos, estos se podrían instalar en estructuras de paneles FV ya que son de un precio más bajo y dimensiones similares.

2.3. Subir eficiencia del ciclo de potencia

Actualmente, los ciclos de potencia usados en la tecnología CSP están compuestos de ciclos Rankine con vapor como fluido de trabajo el cuál se encuentra en estado subcrítico, es decir, por debajo de su punto crítico. En la Ilustración 33 se expone un diagrama de fases de la materia dónde se puede comprobar que el punto crítico de una sustancia es aquel donde el fluido está a una presión y temperatura crítica y que cualquier fluido que se encuentre en dicho punto o como fluido supercrítico se encuentra en un estado donde la fase líquida y gaseosa se encuentran en equilibrio. En el caso del vapor de agua, el punto crítico de esta sustancia se encuentra a una temperatura de 647.3 K (374.3°C) y una presión de 220.9 bar (218 atm). Los ciclos de potencia actuales de vapor-Rankine tienen una eficiencia de aproximadamente 38%.

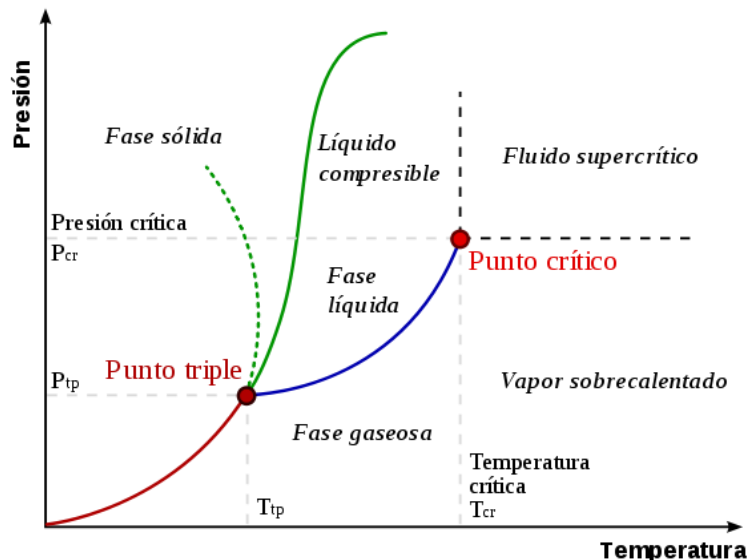


Ilustración 33: Diagrama de fases de la materia. Fuente: Wikipedia

La oficina de Eficiencia Energética y Energías Renovables del departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE) lanzó la iniciativa SunShot en 2011 con el objetivo de reducir el coste de la energía eléctrica (LCOE) en plantas de energía solar a 0.06 \$/kWh. Para reducir el LCOE en CSP, en SunShot se propuso aumentar la eficiencia del ciclo de potencia lo que conlleva a una reducción directa de costes en la instalación.

Esta iniciativa propone cambiar los ciclos de potencia actuales por ciclos Brayton con un fluido de trabajo en

estado supercrítico, es decir, por encima de su punto crítico [5]. Los ciclos de potencia con tecnología supercrítica tienen su origen en las centrales de carbón para la producción de energía eléctrica que se encuentran en funcionamiento mayormente en China. Al trabajar en estas condiciones, el fluido se encuentra a una presión y temperaturas mayores y, por tanto, alcanza mayores potencias y rendimientos.

En CSIRO (Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation) junto con la Agencia Australiana de Energía Renovable (ARENA) y en colaboración con Abengoa Solar, el mayor proveedor de electricidad solar térmica en el mundo, han desarrollado una investigación para la utilización de ciclos de potencia de vapor en estado supercrítico para CSP.

Para ello, CSIRO creó dos plantas solares térmicas de prueba con más de 600 heliostatos dirigidos a dos torres que albergan receptores solares y turbinas por donde circula el vapor.

Con este método consiguieron vapor en estado supercrítico a una temperatura de 570°C y a una presión de 23.5 MPa lo que supone el logro de su objetivo. Aunque aún se encuentra en fase experimental, el director de CSIRO, el Dr. Alex Wonhas, ya ha declarado esta tecnología como un gran avance en la energía solar. [15]



Ilustración 34: Campo solar de CSIRO dónde se llevó a cabo la demostración de la obtención de vapor supercrítico en centrales solares térmicas. [15]

Tabla 1: Propiedades de fluidos en estado supercrítico. Fuente: Wikipedia.

| Solvente | Peso molecular | T° crítica | Presión crítica | Densidad crítica |
|--|----------------|------------|-----------------|-------------------|
| | g/mol | K | MPa (atm) | g/cm ³ |
| Dióxido de carbono (CO ₂) | 44,01 | 304,1 | 7,38 (72,8) | 0,469 |
| Agua (H ₂ O) | 18,02 | 647,3 | 22,12 (218,3) | 0,348 |
| Metano (CH ₄) | 16,04 | 190,4 | 4,60 (45,4) | 0,162 |
| Etano (C ₂ H ₆) | 30,07 | 305,3 | 4,87 (48,1) | 0,203 |
| Propano (C ₃ H ₈) | 44,09 | 369,8 | 4,25 (41,9) | 0,217 |
| Etileno (C ₂ H ₄) | 28,05 | 282,4 | 5,04 (49,7) | 0,215 |
| Propileno (C ₃ H ₆) | 42,08 | 364,9 | 4,60 (45,4) | 0,232 |
| Metanol (CH ₃ OH) | 32,04 | 512,6 | 8,09 (79,8) | 0,272 |
| Etanol (C ₂ H ₅ OH) | 46,07 | 513,9 | 6,14 (60,6) | 0,276 |
| Acetona (C ₃ H ₆ O) | 58,08 | 508,1 | 4,70 (46,4) | 0,278 |

En la Tabla 1 podemos comparar las propiedades de algunos fluidos en estado supercrítico. Al contar con mayor densidad y menor temperatura y presión en este estado, el dióxido de carbono en estado supercrítico o también conocido como sCO₂, cuenta con mejores propiedades para este tipo de tecnología que el vapor. Según los estudios realizados en SunShot, usando ciclos de potencia Brayton con sCO₂, se alcanzan eficiencias aproximadas del 50%, aproximadamente 10% más de eficiencias que la tecnología actual. Este valor varía en función de los materiales de construcción para soportar las altas temperaturas y presiones.

Además, el sCO₂ es una sustancia no tóxica que se encuentra en estado gaseoso a presión atmosférica y que forma parte de manera natural en la composición de la atmósfera por lo que no supone de ningún peligro tanto para el medio ambiente como para el ser humano en caso de fugas. Por este mismo motivo, se considera al sCO₂ como un fluido barato y de fácil disposición suponiendo una ventaja significativa en comparación con los actuales ciclos de potencia de vapor, sobretodo teniendo en cuenta que es muy común instalar CSP en localizaciones con escasos recursos de agua y, por tanto, el transporte de este fluido supone un coste extra.

Gracias a la alta densidad que adquiere el sCO₂, los sistemas de ciclo Brayton que usan este fluido de trabajo tienen un peso y volumen más pequeños en comparación con los ciclos de Rankine. Esto se puede observar de una forma más visual en la Ilustración 35 donde se compara el tamaño de una turbina de 10MWe que está siendo diseñada para el servicio comercial de sCO₂ como fluido de trabajo con una turbina de la misma potencia que trabaja con vapor subcrítico ya comercializada y, a su vez, con el tamaño de una persona de tamaño estándar. Los ciclos de potencia Brayton también se consideran bloques de potencia menos complejos que los ciclos de potencia Rankine debido al diseño de ciclo más simple. Una maquinaria más simple y el tamaño compacto del proceso con sCO₂ colaboran considerablemente con el aumento de la eficiencia del sistema. Su carácter no inflamable ni corrosivo supone la utilización de materiales de construcción más económicos y fáciles de encontrar y, por tanto, conlleva a la disminución del costo de la instalación, el mantenimiento y la operación del sistema. [5]

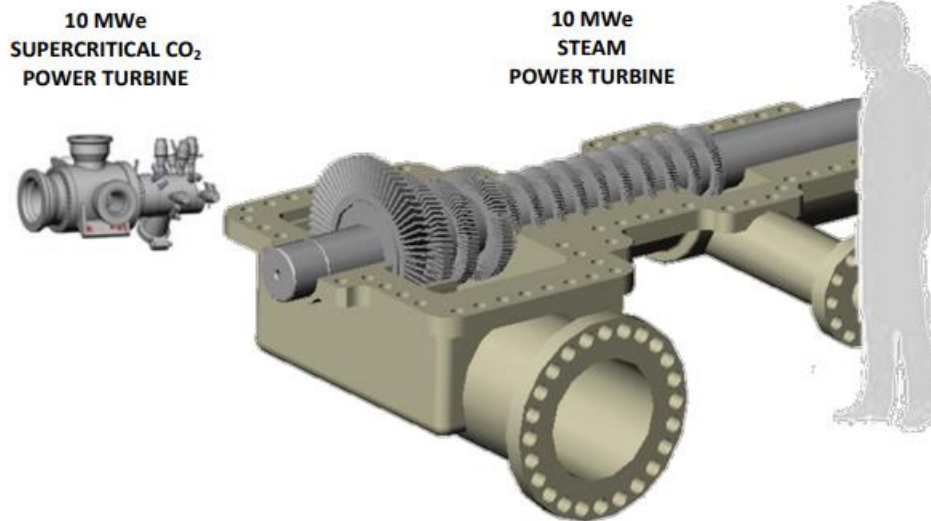


Ilustración 35: Comparación del tamaño en turbinas de 10MWe de sCO₂ y de vapor. [16]

Otra consecuencia de tratarse de ciclos de potencia con mejores rendimientos sería una emisión de dióxido de carbono menor, ya que, al tener mejores rendimientos, se necesitaría emplear menos trabajo para producir la misma cantidad de energía.

Para alcanzar los niveles de eficiencia mencionados en el ciclo Brayton de sCO₂, éste debe operar con HTF que aporten temperaturas igual o superior a 700°C y con bloques de potencia de 20 MW o superior.

La tecnología más avanzada de CSP en la actualidad se basa, como se ha mencionado anteriormente, en la central solar “Solar Two” en Estados Unidos. Esta tecnología consta de un almacenamiento de energía térmica compuesto por dos tanques y con sales fundidas, también conocidas como sales solares, como fluido de trabajo. Estas sales están compuestas de nitrato de sodio y potasio y poseen una temperatura de operación de entre 290 y 565°C.

Esto supone la necesidad de la modificación o sustitución de las sales solares actuales como HTF en sistemas CSP puesto que no pueden alcanzar con estabilidad térmica la temperatura requerida por el nuevo ciclo de potencia. El nuevo HTF debe cumplir ciertos requisitos como, por ejemplo, tener propiedades termofísicas favorables para la transformación de calor y energía (bajo punto de fusión, alta capacidad térmica, alta conductividad térmica), almacenamiento químico compatible con sCO₂, baja corrosión con materiales de contención asequibles o estabilidad térmica hasta aproximadamente 750°C.

2.4. Nuevos fluidos HTF.

En el transcurso de la Iniciativa SunShot, el DOE ha apoyado una serie de vías tecnológicas que pueden operar de manera eficiente a estas temperaturas y que prometen ser confiables y rentables. Las tres vías seleccionadas fueron: sal fundida, partículas descendentes y fase gaseosa.

Tabla 2: Comparación de las tres tecnologías propuestas por SunShot. [17]

| | Collector Field | | |
|---|---|--|--|
| | <ul style="list-style-type: none"> • Cost <\$75/m² • Concentration ratio >50 | <ul style="list-style-type: none"> • Operable in 35-mph winds | <ul style="list-style-type: none"> • Optical error <3.0 mrad • 30-year lifetime |
| | Molten Salt | Falling Particle | Gas Phase |
| Receiver | <ul style="list-style-type: none"> • Similarities to prior demonstrations • Allowance for corrosive attack required | <ul style="list-style-type: none"> • Most challenging to achieve high thermal efficiency | <ul style="list-style-type: none"> • High-pressure fatigue challenges • Absorptivity control and thermal loss management |
| Material & Support | <ul style="list-style-type: none"> • Potentially chloride or carbonate salt blends; ideal material not determined • Corrosion concerns dominate | <ul style="list-style-type: none"> • Suitable materials readily exist | <ul style="list-style-type: none"> • Minimize pressure drop • Corrosion risk retirement |
| Thermal Storage | <ul style="list-style-type: none"> • Direct or indirect storage may be superior | <ul style="list-style-type: none"> • Particles likely double as efficient sensible thermal storage | <ul style="list-style-type: none"> • Indirect storage required • Cost includes fluid to storage thermal exchange |
| HTF to sCO ₂ Heat Exchanger | <ul style="list-style-type: none"> • Challenging to simultaneously handle corrosive attack and high-pressure working fluid | <ul style="list-style-type: none"> • Possibly greatest challenge • Cost and efficiency concerns dominate | <ul style="list-style-type: none"> • Not applicable |
| Supercritical CO ₂ Brayton Cycle | | | |
| | <ul style="list-style-type: none"> • Net thermal-to-electric efficiency > 50% | <ul style="list-style-type: none"> • Power-cycle system cost < \$900/kW_e | <ul style="list-style-type: none"> • Dry-cooled heat sink at 40° C ambient • Turbine inlet temperature ≥ 700°C |

2.4.1. Sales fundidas.

De estas tres tecnologías mencionadas anteriormente, la más desarrollada en CSP es el sistema de sales fundidas ya que es el HTF de uso más común en la actualidad. Como consecuencia, los desafíos de ingeniería asociados con vistas a lograr altas temperaturas de salida del receptor requerida para impulsar una turbina sCO₂ a más de 700 ° C se conocen relativamente bien. Por ello, en la iniciativa SunShot, se ha realizado un estudio exhaustivo de distintas aleaciones de cloruros y carbonatos fundidos y su compatibilidad con los componentes de la planta.

En primer lugar, analizaron todas las características de las aleaciones candidatas. En la Tabla 3 se puede observar la información aportada por el estudio de SunShot respecto a su composición porcentual, punto de fusión, capacidad calorífica, densidad, variación de volumen que adquieren en la fusión, el punto de ebullición (BP) y la presión de equilibrio a una temperatura dada de CO₂ (EP).

Tabla 3: Fluidos candidatos de transferencia de calor de sales fundidas y propiedades físicas aproximadas. [5]

| Salt | Composition by Wt. | Melting Point (°C) | Heat Capacity (J/g-K) | Density (kg/L) | Δ Volume on Melting | Notes** | Ref. |
|--|-------------------------|--------------------|-----------------------|----------------|---|--|--------------|
| NaNO ₃ KNO ₃ (baseline) | 0.60 0.40 | 220 | 1.52 | 1.7 | +4.6% | | [10] |
| ZnCl ₂ NaCl KCl | 0.686 0.075 0.239 | 204 | 0.81 | 2.4 | NaCl/KCl: +14.8% [11] NaCl: +26.1% KCl: +22.3% [11] | ZnCl BP(732°C) [12] | [13] |
| MgCl ₂ KCl | 0.375 0.625 | 426 | 1.15 | 1.66 | KCl: +22.3% MgCl ₂ : +30.5% [11] | MgCl ₂ BP(1412°C) | [14] |
| Na ₂ CO ₃ K ₂ CO ₃ Li ₂ CO ₃ | 0.334 0.345 0.321 | 398 | 1.61 | 2.0 | +3.6% [11] | EP(747°C) 0.014 atm EP(827°C) 0.041 atm EP(947°C) 0.151 atm [9] [12] | [13] [15] |

**BP(XXX°C): boiling point temperature, EP(XXX°C): equilibrium pressure at a given temperature of CO₂

Una vez realizado este estudio y comprobado que cada uno es estable alrededor de los 800°C, se valoraron las ventajas y desventajas de las sales candidatas. Dicha comparación puede verse mostrada en la Tabla 4.

Tabla 4: Ventajas y desventajas de las tres aleaciones de sales fundidas candidatas de Sunshot. [5]

| Salt | Notable Advantages | Notable Disadvantages |
|----------------------------|--|--|
| Zn-based chloride | <ul style="list-style-type: none"> • Lowest melting point • Corrosion mitigation via control of melt redox potential (oxygen and water exclusion) in inert atmospheres | <ul style="list-style-type: none"> • Measureable vapor pressure disperses ZnCl₂ in headspace • Very corrosive in liquid and vapor phases if oxygen or water exist. Intergranular corrosion can occur. • Lowest heat capacity • Requires controlled purification and pre-melting procedures under vacuum |
| Mg-based chloride | <ul style="list-style-type: none"> • Lowest cost per kg • Corrosion mitigation via control of melt redox potential using active-metals such as Mg in inert atmospheres with oxygen/water exclusion | <ul style="list-style-type: none"> • Highest melting point • Very corrosive in liquid and vapor phases if oxygen or water exist. Intergranular corrosion can occur. • Intergranular corrosion if Mg concentration decreases below required value • Requires controlled purification and pre-melting procedures under inert atmospheres |
| Ternary carbonate eutectic | <ul style="list-style-type: none"> • High heat capacity and density leads to smallest required tank volume • Does not require controlled purification and pre-melting procedures. • Inherently compatible with CO₂ • Substantial experience from use in molten-carbonate fuel cells (Li/K carbonates) operating at ~650°C | <ul style="list-style-type: none"> • Highest cost per kg (unless low-Li blends are proven effective) • High melting point • Lithium is a critical metal for many applications, especially batteries, which will affect market prices |

Las sales fundidas basadas en cloruro de Zinc y en cloruro de Magnesio requieren de purificación controlada y procedimientos de prefusión en vacío y, aunque la corrosión que provoca en los materiales de los componentes del ciclo puede controlarse mediante el control del potencial redox fundido, sigue pudiendo producir cierta corrosión si, estando en estado líquido o gaseoso, existe contacto con oxígeno o agua. En el caso de las sales

fundidas basadas en cloruro de Zinc tienen la ventaja de tener un punto de fusión más bajo, aunque se contrarresta con una capacidad calorífica más baja y, por tanto, aumentaría el volumen de los tanques de almacenamiento. Por el contrario, las sales fundidas basadas en cloruro de Magnesio tienen la ventaja de tener un coste más bajo por kilogramo, pero un punto de fusión más alto por lo que sería necesario la instalación de trazo eléctrico.

Las sales fundidas basadas en aleaciones de carbonatos eutécticos poseen una gran capacidad calorífica y gran densidad por lo que requiere un tanque de almacenamiento e intercambiadores del ciclo de potencia de menor volumen. Al contrario que con las sales fundidas basadas en cloruro, ésta no requiere procedimientos de control de purificación y prefusión reduciendo así los costes de la instalación. También consta de una inherente compatibilidad con el CO₂ y su uso en pilas de combustible de carbonato fundido (Li/K carbonatos) aporta la seguridad de su funcionamiento en temperaturas aproximadas a 650 °C. Sus principales desventajas son su coste elevado por kg (a menos que sea bajo en Li), su punto de fusión elevado lo que conlleva a la necesidad de trazo eléctrico que, junto con la alta demanda del litio para otras aplicaciones elevan aun más el coste de la instalación. [5]

2.4.2. Partículas descendentes.

Gracias a la industria, muchos de los componentes usados en CSP que funcionan con partículas, ya han sido desarrollados y llevados a una madurez. Algunos ejemplos de ellos serían los intercambiadores de partículas, depósitos de almacenamiento de partículas, alimentadores y tolvas de partículas o elevadores de partículas. Pero, el hecho de afrontar su aplicación para sistemas solarizados con sCO₂ a altas temperaturas y presiones, supone un gran desafío científico. En concreto, calentar partículas con luz solar concentrada, conlleva a exhaustivas investigaciones en los receptores solares sobre el calentamiento eficiente de partículas, el control del flujo, la concentración, la erosión y el desgaste y el transporte.

Los receptores de partículas de alta temperatura se están diseñando y probando actualmente para operar a temperaturas superiores a 700 °C. El uso de sólidos particulados como HTF aporta la considerable ventaja de poder proporcionar calor para almacenamiento directo reduciendo notablemente el coste de la instalación. Los receptores de partículas utilizan partículas sólidas que se calientan, ya sea directa o indirectamente por la luz solar concentrada. Una vez se calientan las partículas, estas llegan en un tanque de almacenamiento donde se acumulan para ser usadas posteriormente para calentar el fluido de trabajo del ciclo de potencia.

En SunShot realizaron numerosos estudios con una variedad de partículas cerámicas y a base de sílice para la determinación del material más adecuado para este HTF, llegando a la conclusión de que uno de los mejores candidatos serían las cenizas de carbón. Este material posee una gran estabilidad a altas temperaturas, se puede encontrar con facilidad y de forma abundante y muy económica, además ya es usado para la fabricación de ladrillos refractarios o en calderas de lecho fluido por lo que existe gran experiencia en su uso. En la Tabla 5 se puede observar todas las características junto con las ventajas y desventajas de cada material analizados en SunShot.

Tabla 5: Características de los materiales para sólidos particulados analizados por SunShot. [5]

| Material | Composition | Properties ^a | | Advantage | Disadvantage |
|---------------------|---|-----------------------------|----------------------------|--|---|
| | | Density(kg/m ³) | Specific Heat (J/kg-K) | | |
| Silica sand | SiO ₂ | 2,610 | 1,000 | Stable, abundant, low cost | Low solar absorptivity and conductivity |
| Alumina | Al ₂ O ₃ | 3,960 | 1,200 | Stable | High cost |
| Coal ash | SiO ₂ , Al ₂ O ₃ , + minerals | 2,100 | 720 at ambient temperature | Stable, abundant, No/low cost | Identify suitable ash |
| Calcined Flint Clay | SiO ₂ , Al ₂ O ₃ , TiO ₂ , Fe ₂ O ₃ | 2,600 | 1,050 | Mined, abundant, used as filler in FB boiler | Low absorptivity |
| Ceramic proppants | 75% Al ₂ O ₃ , 11% SiO ₂ , 9% Fe ₂ O ₃ , 3% TiO ₂ | 3,300 | 1,200 (at 700°C) | High solar absorptivity, stable | Synthesized, higher cost |

También evaluaron el efecto del tamaño de la partícula y la ubicación de la liberación en la dinámica del flujo en presencia de viento. Tras este estudio se declaró que el tamaño ideal para mantener el flujo de partículas estables y mantener un calentamiento eficiente por radiación solar es entre 100 y 700 micras.

Uno de los mayores retos de esta tecnología en la actualidad viene dado por la pérdida de partículas en el receptor, el tipo de receptor a usar o el tipo de intercambio de calor con el fluido de trabajo en el ciclo de potencia lo que hace que su posible utilización en CSP siga estando bajo estudio. [5]

2.4.3. Fase gaseosa.

La vía de tecnología de fase gaseosa (GP) se basa en un fluido inerte y estable de transferencia de calor en fase gaseosa que opera dentro de geometrías de almacenamiento térmico y receptores de presión. Este fluido puede ser dióxido de carbono (CO₂) o helio (He). Aunque en esta vía el proceso a lo largo de la central es el mismo que en las otras dos vías propuestas anteriormente, ésta se basa en opciones TES indirectas, como un material de cambio de fase (PCM) o almacenamiento de partícula, e introduce configuraciones de válvulas entre el sistema de recolección de energía y el TES de múltiples tanques lo que permite la independencia de ambos procesos permitiendo su desacoplamiento cuando sea necesario. SunShot ha logrado un progreso significativo en los diseños de receptores para operaciones de alta presión, y varias instituciones han presentado diseños que demuestran viabilidad a través de actividades de modelado, escala de laboratorio y pruebas de sol.

Para la determinación de la elección del fluido para la tecnología GP, en la iniciativa SunShot se realizaron una serie de comparaciones del He con CO₂ para comprobar cuál de los dos es más útil. En esta comparación se fijaron ciertas propiedades termofísicas en cada caso y se mantuvieron constantes el tubo receptor, el coeficiente de transferencia de calor convectivo y la potencia del eje del circulador y de la tubería de transporte (tubería entre el almacenamiento térmico y el receptor). El impacto en el diseño y el costo se ven reflejados en la Tabla 6.

En dicha tabla se puede observar además cómo el He tiene una capacidad calorífica considerablemente mayor que el CO₂, provocando que su caudal másico sea más bajo. Por otro lado, las velocidades de flujo óptimas de la tubería de transporte para el He son el doble que para el CO₂ suponiendo un costo significativo, pero, reduciendo la altura de la torre o incluyendo aislamiento interno, el impacto económico puede ser más favorable. La mejor conductividad térmica del He respecto a la del CO₂ permite canales de flujo en el tubo receptor de mayor diámetro reduciendo así las pérdidas de presión a través de este, aunque esto también supone que las paredes del tubo en el receptor sean más gruesas.

Tabla 6: Comparación de parámetros entre CO₂ y He según el estudio en SunShot. [5]

| Parameter | Units | Value | |
|--------------------------------------|---------------------|-----------------|--------|
| | | CO ₂ | Helium |
| <i>Receiver heat-transfer fluid:</i> | | | |
| Tube convective heat-transfer coef. | kW/m ² K | 1.79 | 2.16 |
| Circulator shaft power | MWe | 1.88 | 2.23 |
| Cold transport-pipe velocity | m/s | 15 | 30 |
| Hot transport-pipe velocity | m/s | 30 | 60 |
| Tube length | m | 2.5 | 2.8 |
| Mass flow rate | kg/s | 1,353 | 321 |
| Cold transport pipe diameter | mm | 1,109 | 1,265 |
| Cold transport pipe thickness | mm | 41.5 | 47.3 |
| Cold transport pipe pressure loss | bar | 0.053 | 0.022 |
| Cold transport pipe cost | \$M | 3.1 | 4.1 |
| Hot transport pipe diameter | mm | 855 | 971 |
| Hot transport pipe thickness | mm | 57.3 | 58.5 |
| Hot transport pipe pressure loss | bar | 0.228 | 0.094 |
| Hot transport pipe cost | \$M | 19.0 | 22.0 |
| Receiver pressure loss | bar | 0.237 | 0.120 |
| Receiver tube inner diameter | mm | 7.5 | 10.0 |
| Receiver tube thickness | mm | 1.0 | 1.4 |
| Receiver cost | \$M | 15.05 | 16.03 |
| Receiver specific cost | \$/kWt | 195 | 215 |

Los receptores de GP utilizan un HTF estable y de presión intermedia en un circuito cerrado para transferir energía hacia el almacenamiento térmico, es decir, el fluido se calienta en el receptor llegando a fase gaseosa, se transporta por la torre hasta el sistema TES, carga el almacenamiento y vuelve enfriado en fase líquida de nuevo al receptor. Varios diseños de receptores han demostrado lograr eficiencias térmicas superiores al objetivo del 90% propuesto por SunShot con la temperatura de salida del receptor entre los 650 y 750 °C.

Los recirculadores de gas del circuito cerrado se utilizan para transferir energía hacia fuera del TES, pero, ambos recirculadores deben superar la pérdida de presión en sus respectivos circuitos de flujo sin llegar a producir la compresión. Además, esta vía supone otros muchos desafíos como el transporte capilar vertical en el tubo de calor, la pérdida parásita por bombeo o los requisitos de control de flujo paralelo. Todo esto junto con la inmadurez de esta vía para sistemas de TES, hace que el sistema de GP siga en vías de desarrollo. [5]

3 METALES COMO HTF

3.1. Introducción.

A pesar de los estudios realizados en la iniciativa SunShot, ninguna de las tecnologías propuestas llegaba a ser totalmente fiables ya que todas ellas suponían algún riesgo técnico, económico o de confiabilidad significativo. Por tanto, el estudio de un HTF capaz de abarcar el desafío que supone alcanzar la temperatura requerida por un ciclo de potencia con $s\text{CO}_2$, sigue siendo una de las prioridades en la iniciativa SunShot.

Debido a su larga historia en la industria nuclear, los metales líquidos se han propuesto y probado en aplicaciones solares desde los comienzos de las CSPs. En 1981, la Agencia Internacional de Energía creó una planta CSP en Almería (España) que usó sodio líquido como HTF y como fluido térmico en TES. Inicialmente, se pretendió que esta planta llegase a los 500 kWe pero, debido al satisfactorio rendimiento térmico que alcanzó el receptor, la central llegó a producir picos de flujo de calor de más de 2.5 MW/m^2 . A pesar de su gran éxito, un incendio provocado por la reacción del sodio con el aire debido a la falta de monitoreo y tecnología adecuados, hizo que el uso de metales líquidos en CSP quedase obsoleto.

Gracias a los avances alcanzados en tecnología y las estrictas medidas de seguridad creadas para evitar este tipo de accidente, el uso de metales líquidos vuelve a ser objeto de estudio en la actualidad y varios autores como Csaba Singer en 2010 [18], Boerema en 2012 [19] o Kotzé en 2012 [20] caracterizan a los metales líquidos como termodinámica y económicamente atractivos para CSP.

Los metales se encuentran en estado líquido en un amplio rango de temperaturas sin dejar de ser químicamente estables. Esto les convierte en una tecnología prometedora capaz de abarcar el desafío que supone alcanzar la temperatura requerida por un ciclo de potencia con $s\text{CO}_2$ y, por tanto, en el principal competidor de las actuales sales solares, el aire o el agua/vapor como HTF.

Además, su alta conductividad térmica y su alta densidad de flujo provoca una disminución del tamaño del receptor y de su área de apertura sin provocar una disminución en la eficiencia del ciclo. Estas propiedades también contribuyen a que se reduzca el calentamiento excesivo de las paredes del receptor, favoreciendo la disminución de pérdidas térmicas y el aumento del flujo de calor que se transfiere al HTF.

Sin embargo, como se puede ver en la Tabla 7, los metales líquidos tienen capacidades caloríficas menores y un precio más elevado que cualquiera de sus competidores. Esto conlleva a que, a diferencia de las sales solares o de las aplicaciones iniciales de los metales líquidos en CSP, su uso como fluido de almacenamiento térmico no sea recomendable y, por tanto, conlleve a un TES indirecto, es decir, el uso de los metales líquidos sería limitado como HTF y el almacenamiento térmico estará compuesto por otro fluido. Teniendo en cuenta el gran avance tecnológico alcanzado por las sales solares como fluido de almacenamiento térmico en CSP y observando en la Tabla 7 las notables propiedades que este fluido muestra (bajo costo y nula toxicidad e inflamabilidad), estas son las más notorias candidatas para actuar como fluido de almacenamiento térmico en TES. Aunque un almacenamiento indirecto conlleve a la instalación de intercambiadores de calor, la inversión extra se ve compensada por el ahorro aportado por la mejor eficiencia tanto del sistema como del ciclo de potencia. En el caso del aire o el agua/vapor, a pesar de su bajo coste, presentan ciertas limitaciones que les hacen poco competitivos para su uso en TES, quedando descartados para esta función.

Tabla 7: Ventajas y limitaciones de los metales líquidos frente a los HTFs usados en CSP actualmente. [21]

| HTF | Relative advantages | Relative limitations |
|---------------|--|--|
| Nitrate salt | High c_p and low cost allow for direct thermal storage Non-toxic, non-flammable | Upper temperature limit is roughly 600 °C High melting point: around 220 ° for solar salt (60–40%wt NaNO ₃ -KNO ₃) |
| Air | Well-known, non-expensive extensive temp. range direct cycle is possible | Limited heat transfer Large pumping power Indirect storage is needed |
| Water/steam | Well-known, non-expensive direct cycle is possible | Limited temperature range High-pressure required for direct cycle Direct storage only in a small scale, indirect solution is required for larger systems |
| Liquid metals | Stable at high temperature efficient heat transfer experience at high thermal loads ($\dot{q}'' \geq 1.0 \text{ MW m}^{-2}$) | Low c_p discourages direct thermal storage Melting point above room temperature, with few exceptions |

La modificación de seleccionar un nuevo HTF requiere el rediseño de todos los componentes principales del circuito primario, es decir, del receptor, intercambiadores de calor, bombas y sistemas de control (monitoreo, sistema de drenaje, sistema de calefacción auxiliar o traceado). Gracias a la experiencia adquirida principalmente en la industria nuclear sobre los metales líquidos, este rediseño no requiere de nuevas investigaciones puesto que es posible adaptar la tecnología existente en dicha industria para su aplicación en CSP. Un claro caso es el uso de bombas electromagnéticas sin contacto en lugar de bombas mecánicas. Aunque estas bombas presenten una eficiencia menor que las actuales, se ha demostrado que el hecho de no tener contacto las hace más competentes con fluidos a altas temperaturas sin verse afectadas en mayor medida por la corrosión.

Este apartado se enfoca en la investigación publicada en 2013 por J. Pacio y Th. Wetzel en la revista Elsevier con el título: “Evaluación del estado de la tecnología del metal líquido y caminos de investigación para su uso como fluidos eficientes de transferencia de calor en sistemas de receptor central solar”. [21]

3.2. Metales líquidos candidatos.

Dentro de la categoría de metales líquidos como candidatos a HTF, podemos diferenciar tres grandes grupos: metales alcalinos, metales pesados y metales fundidos. Algunos de estos metales cuentan con un avanzado estudio sobre sus aplicaciones debido a su uso en la industria nuclear desde 1940.

Tabla 8: Comparación de metales candidatos como HTF en CSP (n.a = no disponible). [21]

| Heat transfer fluid | T_{min} , °C | T_{max} , °C | c_p , kJ kg ⁻¹ K ⁻¹ | λ , W m ⁻¹ K ⁻¹ | ρ , kg m ⁻³ | μ , mPa s | Cost ^a , USD kg ⁻¹ |
|--|----------------|----------------|---|---|-----------------------------|---------------|--|
| <i>Alkali metals</i> | | | | | | | |
| NaK eutectic (22.2–77.8%wt Na–K) | –12 | 785 | 0.87 | 26.2 | 750 | 0.18 | 2 |
| K | 64 | 766 | 0.76 | 34.9 | 705 | 0.15 | 2 |
| Na | 98 | 883 | 1.25 | 46.0 | 808 | 0.21 | 2 |
| Li | 180 | 1342 | 4.16 | 49.7 | 475 | 0.34 | 60 |
| <i>Heavy metals</i> | | | | | | | |
| PbBi eutectic (44.5–55.5%wt Pb–Bi) | 125 | 1533 | 0.15 | 12.8 | 9660 | 1.08 | 13 |
| Bi | 271 | 1670 | 0.15 | 16.3 | 9940 | 1.17 | 22 |
| Pb | 327 | 1743 | 0.15 | 18.8 | 10,324 | 1.55 | 2 |
| <i>Fusible metals</i> | | | | | | | |
| Ga | 30 | 2237 | 0.36 | 50.0 | 6090 | 0.77 | 600 |
| In | 157 | 2072 | 0.24 | 47.2 | 6670 | 0.75 | 500 |
| Sn | 232 | 2687 | 0.24 | 33.8 | 6330 | 1.01 | 25 |
| <i>State-of-the-art HTFs</i> | | | | | | | |
| Air | n.a. | n.a. | 1.12 | 0.06 | 0.40 | 0.03 | 0 |
| Water/Steam | 0 | n.a. | 2.42 | 0.08 | 22.1 | 0.03 | ~0 |
| Solar salt (60–40%wt NaNO ₃ -KNO ₃) | 220 | 600 | 1.10 | 0.52 | 1903 | 1.33 | 0.5 |

^a Commodity prices (commercial purity) as of end of 2012 show large variations and should only be considered as a rough order-of-magnitude approximation.

Los metales alcalinos poseen ciertas propiedades físicas atractivas para ejercer como HTF tales como una densidad relativamente baja, bajo punto de fusión, alta capacidad calorífica y alta conductividad. Además, poseen un nivel de corrosión más bajo que los otros grupos de metales. El principal problema con respecto a

este grupo es la seguridad, ya que reaccionan exotérmicamente con el agua y el aire provocando liberación de hidrógeno y causando fugas tóxicas o explosiones difíciles de extinguir. En esta categoría se han comparado las propiedades físicas del potasio (K), sodio (Na), litio (Li) y la aleación eutéctica de sodio y potasio (NaK) compuesto por un 22.2% Na y un 77.8% K. Dichas propiedades se pueden observar detalladamente en la Tabla 8 junto con los precios de cada uno de los productos básicos a finales de 2012. Aunque la reactividad de cada uno de los candidatos depende de varios factores, el sodio es el elemento que muestra la más baja reactividad. Esto, junto con su precio y la experiencia acumulada sobre él principalmente de la industria nuclear, hace del sodio uno de los metales alcalinos más atractivos. Por otro lado, la aleación NaK eutéctica, también podría considerarse un candidato notable en esta categoría ya que se encuentra en estado líquido a temperatura ambiente. Sin embargo, esta misma cualidad conlleva a un manejo y transporte complejo debido al riesgo de reaccionar exotérmicamente a temperatura ambiente. Aunque también se ha estudiado con anterioridad por otras industrias, los avances adquiridos con el sodio líquido puro han sido mayores, por lo que se convierte en el mejor candidato como representante de los metales alcalinos.

Los metales pesados poseen un mayor punto de ebullición y una mayor densidad que los metales alcalinos, también una menor capacidad calorífica y una menor conductividad térmica. Además, a diferencia de los metales alcalinos, su interacción química con el aire y el agua se limita a una oxidación lenta por lo que aporta más seguridad a la planta. Sí cuenta con una interacción física donde aumenta su volumen por el contacto directo con estas sustancias a altas temperaturas. Aunque los metales pesados y sus óxidos tienen una alta toxicidad, no llega a ser un problema considerable puesto que no se transportan en agua ni se encuentra en presencia de vapor a altas presiones, es decir, al no haber riesgo de oxidación de los metales pesados, el riesgo de toxicidad se minimiza. Sin embargo, su alto nivel de corrosión sí llega a ser un problema considerable respecto su uso en CSP, lo que conlleva a dirigir la investigación sobre este grupo al desarrollo de capas protectoras de cerámica. En este grupo, se ha estudiado las propiedades físicas y su precio de mercado en 2012 reflejados en la Tabla 8, sobre el bismuto (Bi), el plomo (Pb) y la aleación eutéctica de plomo y bismuto (PbBi). Tanto el Pb como PbBi, han sido estudiados para sistemas nucleares y, aunque presente propiedades físicas y comportamientos similares, el PbBi (también llamado LBE) es el candidato más favorable dentro de este grupo debido a su bajo punto de fusión.

Por último, en la Tabla 8, se refleja el estudio del galio (Ga), indio (In) y estaño (Sn) como metales fundidos. Este grupo consta de un bajo punto de fusión y un alto punto de ebullición lo que conlleva a un alto rango de temperaturas en los que las sustancias se encuentran en estado líquido. Al igual que en los metales pesados, poseen gran seguridad ya que no son tóxicos y son químicamente inertes. El único riesgo existente se produce en la evaporación del agua en los intercambiadores de calor ya que, gracias al poder de transferir calor a una velocidad significativamente alta, los metales fundidos realizan este cambio físico tan rápidamente que puede provocar explosiones de vapor. Para evitar estas explosiones basta con la modificación del intercambiador de calor (generador de vapor). A pesar de todas sus cualidades positivas, su alto coste y su excesivo nivel corrosivo los descarta como posibles fluidos HTFs en CSP. De todas las sustancias estudiadas en este grupo, solo se posee conocimiento sobre el Sn puesto que es utilizado en el proceso de vidrio flotado. En estos procesos, el Sn se encuentra en un flujo estático a un máximo de 600°C por lo que no existen datos de esta sustancia a mayores temperaturas o en ciclos de flujo cerrado.

Para una mejor comparación, en la Tabla 8 también aparecen las propiedades físicas y precios básicos a finales del 2012 de las sustancias que encontramos es el estado del arte actual como HTF en CSP (aire, agua/vapor y sales solares). Es de destacar que, aunque todas estas sustancias cuentan con un bajo coste frente a los metales líquidos estudiados, estos compensan con propiedades físicas más competentes.

Como conclusión, la lista de metales líquidos candidatos se ve reducida al Na líquido como representante de los metales alcalinos y al LBE como representante de los metales pesados. Los metales fundidos quedan descartados del estudio.

3.3. Compatibilidad con materiales estructurales a altas temperaturas.

El gran problema que presentan los metales líquidos frente a los ya expuestos HTF actuales es el riesgo de disolución por las altas temperaturas del fluido y los niveles de corrosión al que están sometidos los materiales que componen el circuito donde se encuentran. Esto conlleva a un estrés temprano de estos materiales obligando a su renovación y, como consecuencia, una mayor inversión de capital. Además, existe el riesgo de que el

material sólido disuelto en la sección caliente del circuito o los residuos provocados por el óxido, se depositen en la sección fría creando obstrucciones o algún tipo de riesgo mayor para la planta.

En la Tabla 9 se puede observar una comparación de la compatibilidad del Na y del PbBi (LBE) con diversos materiales a las temperaturas de 300, 600 y 800°C. En esta comparación, el Na es generalmente menos agresivo que el PbBi con los metales ferrosos y los metales no ferrosos. En el caso de los no metales, el PbBi es el menos dañino.

En el caso del Na, este tiene buena compatibilidad con ambos ferríticos (SiC), con aceros inoxidable y con la mayoría de los metales no ferrosos (menos con el aluminio, el platino, el oro y la plata) hasta el punto de ebullición, es decir, hasta 883°C. El factor principal que afecta a la corrosión de estos materiales con el Na es la presencia de impurezas no metálicas en dicha sustancia, principalmente oxígeno diluido. El oxígeno diluido aumenta la disolución de los materiales llegando a aumentar 10 veces la corrosión en el Na. Esta presencia de oxígeno diluido no afecta al níquel ni sus aleaciones, pero si es muy importante para el cromo y el hierro ya que conlleva a la formación de NaCrO_2 y Na_4FeO_3 . Para evitar este fenómeno será necesario mantener los niveles de oxígeno por debajo de cierto nivel, denominado valor umbral.

Teniendo en cuenta esta información, se llega a la conclusión de que la implementación del sodio como HTF en CSP no representa una limitación importante.

Tabla 9: Compatibilidad de materiales líquidos con materiales estructurales sin protección a la temperatura seleccionada. +: buena compatibilidad (menos de 25.4 $\mu\text{m}/\text{año}$), o: limitado (entre 25.4/254 $\mu\text{m}/\text{año}$), -: mala (más de 254 $\mu\text{m}/\text{año}$), ?: no hay información disponible. [21]

| Fluid | Na | Na | Na | PbBi | PbBi | PbBi |
|--|-----|-----|-----|------|------|------|
| | 300 | 600 | 800 | 300 | 600 | 800 |
| <i>Ferrous metals</i> | | | | | | |
| Pure iron | + | + | + | + | + | o |
| Mild-carbon steel | + | o | - | + | o | ? |
| Low chromium steel (with V, Mo or Si) | + | o | ? | + | ? | ? |
| 2 to 9% chromium-steel (with Ti, Mo or Si) | + | + | o | + | o | o |
| Ferritic stainless steel (12-27% Cr) | + | + | + | + | o | o |
| Austenitic stainless steel (18-8, 25-20 Cr-Ni) | + | + | + | o | o | - |
| Gray cast iron | o | - | - | ? | ? | ? |
| <i>Non-ferrous metals</i> | | | | | | |
| Aluminum | - | - | - | - | - | - |
| Beryllium | + | + | o | + | + | o |
| Chromium | + | + | + | + | o | ? |
| Copper alloys (with Al, Si or Be) | + | + | - | - | - | - |
| Copper alloys (with Zn or Sn) | + | o | ? | - | - | ? |
| Cobalt-base alloys | + | + | + | ? | ? | ? |
| Nickel alloys (with Fe, Cr, Mo) | + | + | + | - | - | - |
| Nickel alloys (with copper) | + | + | o | - | - | - |
| Refractory metals (Mo, Nb, Ta, W) | + | + | + | + | + | + |
| Platinum, gold, silver | - | - | - | - | - | - |
| Titanium | + | + | o | + | o | ? |
| Zirconium | + | + | ? | + | o | ? |
| <i>Non-metals</i> | | | | | | |
| Alumina (dense) | + | o | o | + | + | + |
| Graphite (dense) | + | + | o | + | + | o |
| Fused quartz glass | + | ? | ? | + | + | o |

En el caso del PbBi, las limitaciones por la compatibilidad con los materiales usados en el circuito cerrado son más complejas. Como se puede apreciar en la Tabla 9, tanto el níquel, sus aleaciones y aceros con alto contenido en níquel como el cobre y sus aleaciones, el aluminio, el platino, el oro y la plata muestran una alta incompatibilidad con el PbBi. Tras los numerosos estudios realizados por la industria nuclear, se han desarrollado tres mecanismos de protección para la corrosión del PbBi sobre estos materiales.

Una de estas medidas sería la instalación de inhibidores de corrosión como el circonio o el titanio diluidos. Estos inhibidores interactúan con el carbono y el nitrógeno (componentes menores en aceros) y forman carburos estables y películas de nitruro que evitan la corrosión hasta 700°C en aceros de baja y media aleación

Otra de estas medidas consiste en la formación de capas de óxido proporcionadas por el oxígeno al interactuar químicamente con el hierro, el cromo o el níquel, que proporciona una protección contra la corrosión. Este

comportamiento puede considerarse aceptable hasta la temperatura de 450°C dónde los niveles de corrosión ya empiezan a ser considerablemente altos. Si la concentración de oxígeno es demasiado alta, comienzan a formarse óxidos de PbO y de Bi₂O₃ llegando a precipitarse. Por ello se realiza un control activo de la concentración de oxígeno propuesto por el Dr. Carsten Schroer mediante ajustes de presiones parciales en un gas de cobertura.

Como última medida, se propone la utilización de delgadas capas de Al₂O₃ a partir de la oxidación del aluminio como desarrollo de una barrera que recubre el material y le protege de la corrosión. Esta medida requiere un importante desafío puesto que el aluminio se corroe fácilmente por el PbBi líquido, pero se han observado resultados satisfactorios utilizando aceros superficialmente aluminizados que forman compuestos de Fe-Cr-Al y protegen a su vez al aluminio de la corrosión. También se ha observado que al añadir pequeñas cantidades de itrio se forman pequeñas escamas de óxido que actúan como barreras protectoras. Por otro lado, se han propuesto otros materiales de carácter cerámico para representar también esta función. El Ti₃SiC₂ cerámico mostró buena resistencia a la corrosión del PbBi a temperatura de hasta 750 °C y, en el caso del SiC, mostró una buena compatibilidad con este material hasta 800°C. Aunque la eficiencia de este método se ve afectada por la temperatura, el contenido de oxígeno, el contenido de Cr y Al o la microestructura del material y aun se encuentre en una etapa temprana de investigación, tanto los materiales avanzados como las técnicas de protección han llegado a resultados positivos.

3.4. Conclusión.

Para obtener las altas temperaturas requeridas por los ciclos de potencia con sCO₂ como fluido de trabajo, se ha recurrido a una exhaustiva investigación sobre posibles fluidos caloportadores capaces de ofrecer mejores condiciones de trabajo tanto como HTF como para TES. Aunque los metales líquidos no cumplen los requisitos para destituir a las sales solares como fluido para TES, si son buenos candidatos como HTF.

Tras realizar un estudio de propiedades físicas tanto de los metales alcalinos como de los metales pesados y metales fundidos, los mejores candidatos a HTF fueron el Na y el PbBi debido a su avanzado estudio para otras industrias como la nuclear. Dentro de los metales fundidos destaca el Sn pero, debido a su alto coste, su alto nivel de corrosión y el escaso estudio sobre su comportamiento por encima de los 600°C, fue descartado como candidato a HTF.

Tras exponer la compatibilidad de ambos candidatos con los materiales estructurales y todas las medidas para evitar la corrosión, se obtiene como conclusión que el Na sería el candidato más destacable para su uso como HTF en CSP. En la Tabla 10 se compara brevemente las propiedades físicas de las sales solares (HTF actual), Na líquido y LBE líquido (PbBi) pudiendo observar con más facilidad las destacables propiedades del Na.

Tabla 10: Propiedades físicas de las sales solares, sodio líquido y LBE líquido (PbBi). [22]

| Physical property | Solar salt | Liquid Na | Liquid LBE |
|--|---------------------------------|---------------------------|-----------------------------|
| Lower temperature limit, °C | 220 | 98 | 125 |
| Upper temperature limit, °C | 600 | 883 | 1670 |
| Heat capacity c_p , kJ kg ⁻¹ K ⁻¹ | 1.52 | 1.27 | 0.143 |
| Thermal conductivity λ , W m ⁻¹ K ⁻¹ | 0.53 | 69.8 | 13.7 |
| Density ρ , kg m ⁻³ | 1804 | 850 | 10,139 |
| Dynamic viscosity μ , mPa s | 1.69 | 0.27 | 1.44 |
| Prandtl number Pr, — | 4.85 | 0.005 | 0.015 |
| Other characteristics | Low-cost direct TES is possible | Reacts with air and water | Larger density, lower c_p |

Aunque la principal desventaja de esta sustancia sea su alta reactividad con el aire y el agua, se han propuesto numerosas estrategias de seguridad para lograr evitar accidentes las cuales serán mencionadas más adelante.

3.5. Introducción del sodio como HTF.

En el año 2019, la revista Elsevier publicó el artículo “Análisis tecnoeconómico de plantas termosolares que utilizan sodio como fluido de transferencia de calor”. [23] En este artículo se proponía el sodio como HTF en instalaciones CSP con ciclo Brayton de $s\text{CO}_2$ y lo comparaba con las sales solares actuales (60% NaNO_3 + 40% KNO_3).

El sodio es un elemento que presenta numerosas ventajas respecto a las sales solares utilizadas en la actualidad como HTF. Este elemento posee un rango elevado de temperaturas en las que se encuentra en estado líquido ya que, su punto de fusión se encuentra a 98°C y su punto de ebullición a más de 800°C mientras que, en el caso de la sal solar, esta pasa a un estado líquido a 221°C y a estado gaseoso a 600°C . Esto supone que, aunque sea necesario un trazo eléctrico en ambas tecnologías para evitar solidificaciones del fluido, en el caso del sodio sea menor que en el caso de un HTF de sales solares y, por tanto, se producirían menos pérdidas parásitas.

Dentro de estas ventajas, también se encuentra que el sodio es un material menos corrosivo y más químicamente estable que las sales solares suponiendo la posibilidad de operar con sodio a temperaturas más altas en estado gaseoso y de compatibilidad con un mayor rango de materiales estructurales. A pesar del bajo coste que tienen las sales solares, una consecuencia de su inestabilidad química sería su constante renovación por la degradación que sufren a temperaturas elevadas suponiendo costes adicionales en el mantenimiento de la planta y que, en el caso del sodio como HTF, podrían evitarse.

Además, el sodio cuenta con una mayor conductividad térmica, concretamente 100 veces más que las sales solares, y una mayor densidad de flujo de calor lo que supone poder disminuir considerablemente el tamaño del receptor solar y el área de apertura de éste sin reducir la eficiencia del campo. También supone que el diseño del receptor se pueda adaptar para caídas de baja presión mientras que en el caso de usar sales solares como HTF no es posible evitar las altas caídas de presión en el enfriamiento del fluido antes de llegar a los tubos absorbedores. Puesto que la sal solar posee una densidad de flujo de calor limitada a 0.51 MW/m^2 , no es posible un cambio en el diseño del receptor por lo que este debe ser de un área fija.

La viscosidad del sodio es considerablemente menor que la de las sales solares. Esto favorece la circulación del fluido en las bombas del sistema aportando una mayor seguridad en el circuito y una mayor vida útil de este componente.

Todas estas cualidades pueden apreciarse de forma más directa en la Tabla 11.

Tabla 11: Comparación de las propiedades físicas entre el sodio y la sal solar. [23]

| Heat transfer fluid (HTF) | Solar Salt | Sodium | Unit |
|--|------------|--------|----------------------------|
| Melting point | 221 | 98 | [$^\circ\text{C}$] |
| Boiling point | ~600 | 882 | [$^\circ\text{C}$] |
| Density ρ (290°C) | 1899 | 883 | [kg/m^3] |
| Density ρ (565°C) | 1740 | 819 | [kg/m^3] |
| Heat capacity c_p (290°C) | 1495 | 1313 | [J/kg/K] |
| Heat capacity c_p (565°C) | 1538 | 1256 | [J/kg/K] |
| Th. conductivity λ (290°C) | 0.50 | 76.0 | [W/m/K] |
| Th. conductivity λ (565°C) | 0.55 | 61.1 | [W/m/K] |
| Dyn. viscosity η (290°C) | 3.25 | 0.35 | [mPa s] |
| Dyn. viscosity η (565°C) | 1.16 | 0.22 | [mPa s] |
| Pr-number (290°C) | 9.73 | 0.006 | [-] |
| Pr-number (565°C) | 3.26 | 0.004 | [-] |
| Cost assumption | 1.0 | 2.6 | [$\text{€}/\text{kg}$] |
| Cost assumption | 2.2 | 2.5 | [$\text{€}/\text{dm}^3$] |

Aunque el sodio cuente con una amplia gama de ventajas frente a la sal solar, también cuenta con una importante desventaja. El sodio es una sustancia altamente reactiva con agua y oxígeno provocando fuegos difíciles de extinguir y, por tanto, supone un grave peligro tanto para el medio ambiente como para el ser humano.

Para evitar graves accidentes, en 1960 se decretaron unas pautas de seguridad para todas las instalaciones que posean sodio en cualquier fase de su sistema para evitar accidentes y minimizar daños en el caso de incendio.

Estas pautas de seguridad consisten:

1. Prevención de fugas: los avances tecnológicos han logrado crear válvulas, soldaduras y juntas más fiables. También se instalarían bandejas de protección contra goteo en cada uno de los componentes que contengan Na para una protección extra en caso de fuga y la instalación de un drenaje de fallos para que, cuando se detecte los posibles fallos, pueda drenarse a tiempo rápidamente el líquido a un sumidero especial.
2. Inspecciones más exhaustivas y pautas de operación para minimizar el fallo humano en el trabajo de mantenimiento de las plantas
3. Mejorar el sistema informático encargado de detención temprana de fugas.
4. Uso de nitrógeno y polvo para extinguir el fuego.

Todas estas pautas de seguridad han sido posibles gracias a la experiencia adquirida por su uso en centrales nucleares desde los años 50.

En el artículo mencionado anteriormente no solo se comparan las propiedades físicas del sodio y las sales solares, también se realiza un análisis tecno-económico de dos configuraciones de plantas con sodio como HTF (concepto único de receptor y bucle de torre) con un sistema de sal solar fundida. En la Ilustración 36, Ilustración 37 y Ilustración 38; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** puede observarse el circuito en las configuraciones de plantas objeto de la investigación.

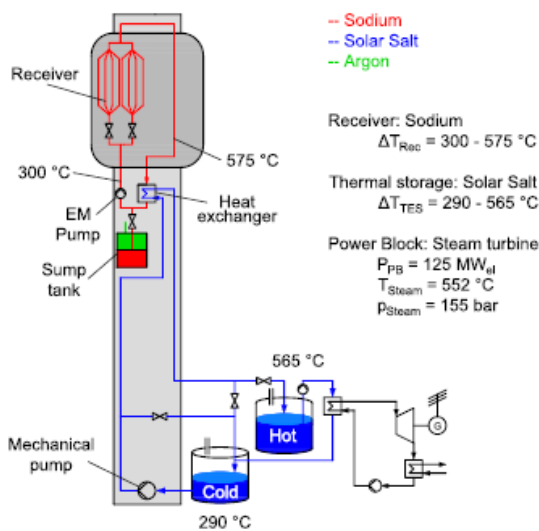


Ilustración 37: Concepto de solo receptor con sodio como HTF en el receptor e intercambiador de calor a sal como material de almacenamiento. Bloque de potencia con turbina de vapor y enfriamiento en seco. [23]

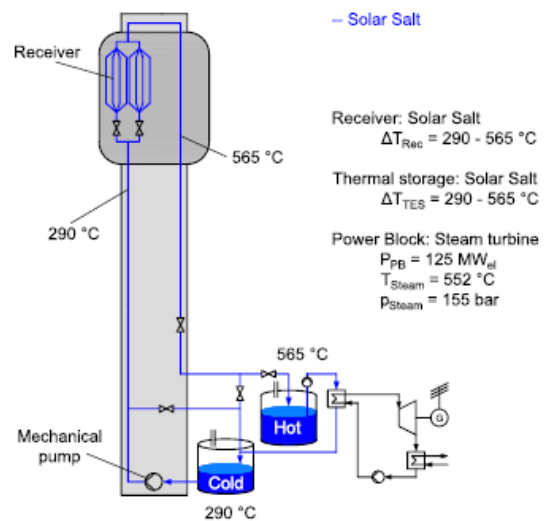


Ilustración 36: Concepto de referencia con sal solar como HTF y material de almacenamiento. Bloque de potencia con turbina de vapor y enfriamiento en seco. [23]

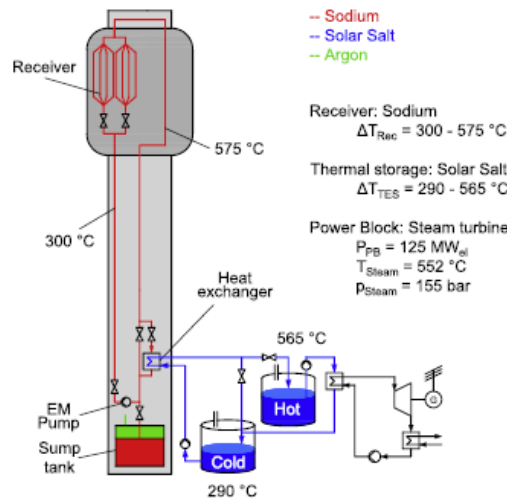


Ilustración 38: Concepto de bucle de torre con sodio como HTF en el receptor y en la torre. Intercambiador de calor a sal como material de almacenamiento. Bloque de potencia con turbina de vapor y enfriamiento en seco. Tanque de sumidero. [23]

Para una comparación más eficaz, en todas las simulaciones se han realizado para plantas de energía a gran escala con una potencia eléctrica de 125MWe y una energía térmica de 700MWh, usando receptores externos con campos de 360° (geometría del campo de heliostatos circular) y ciclo de potencia de vapor-Rankine en la ubicación de Postmasburg (Sudáfrica) y en la franja horaria entre 21:30 y 12:00. Como se puede apreciar en la Ilustración 39, en la configuración con sodio se puede permitir una distribución de los heliostatos más compacta debido a que, aunque la producción sea la misma, estos sistemas constan de receptores y heliostatos más pequeños. En el caso de la eficiencia del campo, la configuración con sales solares posee mayores eficiencias coseno y menor porcentaje de bloqueo y sombreado ya que sus heliostatos están más distantes entre sí, pero la diferencia no es muy significativa.

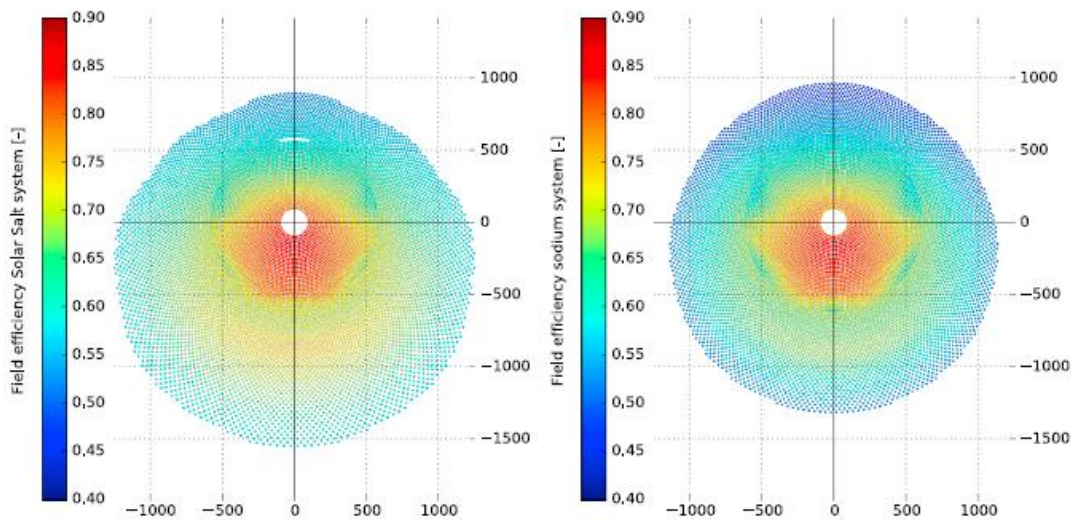


Ilustración 39: Diseño de campo resultante con eficiencia óptica el 21.3 a las 12 h en Postmasburg en Sudáfrica. El tamaño de apertura de un heliostato es de 120m². Izquierda: sistema de referencia con sal solar, potencia del receptor térmico: 700MWth, tamaño del receptor: 1376m², número de heliostatos: 10137, altura de la torre: 298m. Derecha: sistema de sodio (solo receptor/ bucle de torre), potencia del receptor: 700MWth, tamaño del receptor: 660m², número de heliostatos:9897, altura de la torre: 294m. [23]

Como se ha mencionado anteriormente, los sistemas de sales solares cuentan con una limitación en la densidad del flujo de calor siendo este del valor de 0.51MW/m^2 con un valor pico de 1MW/m^2 frente al valor del flujo de calor de 1.06MW/m^2 y 2.99MW/m^2 de valor pico que ofrecen los sistemas de sodio. Esto limita el tamaño del receptor de sales solares llegando a ser 2.75 veces mas pesado que el receptor en los sistemas con sodio. Gracias a esta ventaja, los sistemas de sodio producen menos pérdidas caloríficas ya que cuentan con un receptor más pequeño y, por tanto, un área de absorción menor. Estos datos se ven reflejados en la Tabla 12 donde se muestra que, aportando la misma potencia térmica en ambos sistemas, el tamaño y peso del receptor varía considerablemente viéndose reflejado en la eficiencia.

También se puede comparar la diferencia en el número de Reynold de ambas sustancias. Este número adimensional esta relacionado directamente con el flujo de radiación solar. Como el sodio es una sustancia con un mayor valor de Reynold que las sales, los sistemas con esta sustancia como HTF poseen un mayor tiempo de funcionamiento. Esto conlleva a un mayor rendimiento energético, es decir, al poseer un valor de Reynold mayor, estos sistemas aumentan su temperatura con una radiación menor, por lo que comienzan a producir energía térmica a la temperatura deseada a una hora más temprana que los sistemas con un valor de Reynold menor.

Tabla 12: Comparación del receptor entre el sistema de sales solares y el sistema de sodio. [23]

| Configuration | Reference Solar Salt | Sodium system |
|---|----------------------|---------------|
| Absorber surface (cylinder) [m ²] | 1376 | 660 |
| Number of panels [-] | 2 × 5 | 2 × 3 |
| Pressure drop in receiver ^b [bar] | 13.16 | 1.87 |
| Number of tubes ^b per panel [-] | 142 | 131 |
| Inner tube diameter [mm] | 32.8 | 50 |
| Tube wall thickness [mm] | 1.4 | 1.4 |
| Total weight of empty tubes [t] | 65 | 24.1 |
| Total weight of HTF in receiver [t] | 82.3 | 29.4 |
| Min./Max. flow velocity ^b [m/s] | 3.8/4.2 | 4.4/4.6 |
| Min. Reynolds number ^b [-] | 68000 | 569 000 |
| Min./Max. heat trans.coeff. ^b [kW/m ² /K] | 7.9/12.7 | 29.2/32 |
| Retention time of HTF in receiver ^b [s] | 55 | 16 |
| Receiver inlet temperature [°C] | 290 | 300 |
| Receiver outlet temperature [°C] | 565 | 575 |
| Max. tube wall temperature ^c [°C] | 628 | 689 |
| Max. heat flux density ^b [MW/m ²] | 0.93 | 2.99 |
| Absolute absorptivity ^{so} [%] | 94.8 | 94.7 |
| Absorbed heat by tubes ^b [MW _{th}] | 721.4 | 711.7 |
| Heat transferred to fluid ^b [MW _m] | 699.7 | 699.9 |
| Total heat losses ^b [MW _m] | 42.5 | 27.4 |
| Receiver efficiency ^{thd} [%] | 91.9 | 93.1 |
| Diameter riser/downcomer [m] | 0.6 | 0.6 |
| Max. static pressure in riser [bar] | 59.1 | 26.4 |
| Pressure drop in riser/downcomer ^b [bar] | 0.56 | 1.09 |

^a Tube material: INCONEL alloy 617.

^b On 21 March at 12 h.

^c On 21 March at 9 h.

^d Absorbed by sodium/Incident on tubes.

^e Absorptivity of tube material (coating): 0.93.

Otra ventaja que poseen los receptores de sistemas con sodio frente a los sistemas con sales solares es el hecho de tener menor tiempo de residencia en el receptor. En los sistemas con sales solares, el fluido tarda en atravesar el circuito dentro del receptor 55 segundos mientras que en los sistemas con sodio este tiempo se ve reducido considerablemente a 16 segundos. Esto contribuye a un mejor control automático del sistema ya que, si se produce algún tipo de fallo en él, se corta el flujo de fluido en menos tiempo evitando peores consecuencias.

Por otro lado, en los sistemas de sodio como HTF, gracias a la alta eficiencia del receptor, la reducción de pérdidas parásitas y la disminución tanto del número de heliostatos como de su tamaño, el LCOE del sistema se ve reducido con respecto a los sistemas con sales solares. Estos valores alcanzan un 13% en la configuración de circulación de sodio solo en el receptor y un 16% en la configuración de circulación de sodio en la torre. Estos datos han sido estipulados mediante simulaciones en ciertos softwares por lo que no serán confirmados hasta la construcción de centrales solares con sodio como HTF reales. [23]

4 SIMULACIÓN

Teniendo en cuenta el estudio tecnológico realizado anteriormente, se procederá a realizar una simulación de una instalación de CSP usando el software tecnoeconómico SAM® (System Advisor Model) especializado en la industria de las energías renovables. En esta simulación se busca verificar la mejora de la tecnología de torre al usar sodio como HTF en un ciclo supercrítico.

En la simulación se contará inicialmente con una planta CSP de 55MWe en la localización de Cruceros (Chile) con sal solar como fluido caloportador, un ciclo de potencia constituido por un ciclo Rankine con agua/vapor como fluido de trabajo y sin almacenamiento. Los heliostatos serán de 141.78 m² (12.96 m horizontal, 10.94 m vertical) y el punto DNI de diseño será de 1020 W/m². Las temperaturas de trabajo admisibles de la sal solar como fluido caloportador en el receptor serán de un máximo de 564°C y un mínimo de 290°C. El receptor será externo con flujo cruzado (“Flow Pattern” 1 en SAM®). El resto de parámetros serán optimizados con ayuda del programa.

Los resultados de la simulación se pueden comprobar en la Ilustración 40 y los resultados de la optimización en la Tabla 13.

| Metric | Value |
|-------------------------------|-----------------------|
| Annual energy (year 1) | 170,305,296 kWh |
| Capacity factor (year 1) | 39.3% |
| Annual Water Usage | 35,829 m ³ |
| PPA price (year 1) | 12.72 ¢/kWh |
| PPA price escalation | 1.00 %/year |
| Levelized PPA price (nominal) | 16.26 ¢/kWh |
| Levelized PPA price (real) | 12.91 ¢/kWh |
| Levelized COE (nominal) | 15.11 ¢/kWh |
| Levelized COE (real) | 11.99 ¢/kWh |
| Net present value | \$19,229,646 |
| Internal rate of return (IRR) | 11.00 % |
| Year IRR is achieved | 20 |
| IRR at end of project | 12.75 % |
| Net capital cost | \$305,321,056 |
| Equity | \$141,775,680 |
| Size of debt | \$163,545,376 |

Ilustración 40: Resultados de la simulación de una instalación CSP con sal solar como HTF, sin almacenamiento, con ciclo Rankine con agua/vapor como fluido de trabajo y optimizada. Fuente: simulación de SAM.

Tabla 13: Valores obtenidos de la simulación tras la optimización del campo solar de una instalación con sal solar como HTF y con ciclo Rankine con agua/vapor como fluido de trabajo. Fuente: Elaboración propia.

| | Valores |
|--------------------------------|---------|
| Nº heliostatos | 3796 |
| Altura de la torre [m] | 142,098 |
| Altura del receptor [m] | 13,9802 |

| | |
|----------------------------------|---------|
| Diametro del receptor [m] | 10,3519 |
| Múltiplo solar | 2,4 |

A continuación, se realizará la simulación de una instalación CSP con las mismas características, pero con sodio como HTF es decir, la localización será Cruceros (Chile), potencia eléctrica de 55 MWe, punto DNI de diseño 1020 W/m², dimensiones del heliostato 141.78 m² (12.96 m horizontal, 10.94 m vertical) y ciclo de potencia Rankine con agua/vapor. Además, también se diferenciará en su temperatura en la torre y el receptor donde las temperaturas de trabajo admisibles serán de un máximo de 750°C y un mínimo de 200°C. Se obtendrán los resultados tanto para una instalación con el mismo número de heliostatos (3796 heliostatos) y con las mismas dimensiones de la torre (142.098 m) y del receptor (13,98 x 10,35 m), como con una instalación de las mismas características iniciales, pero con su propia optimización del campo, es decir, el número de heliostatos y las dimensiones de la torre y del receptor serán los valores obtenidos tras optimizar dicha planta.

Puesto que en la actualidad no existen instalaciones con sodio como HTF de manera comercial, el software no incluye la opción de operar con dicho fluido. Para poder realizar la simulación en SAM®, se ha escogido un modelo CSP con sales solares como fluido de trabajo y, dentro de la pestaña “torre y receptor”, se ha añadido de forma manual las propiedades termodinámicas del sodio líquido como tipo de HTF. Los datos de las propiedades termodinámicas para el sodio líquido han sido obtenidos gracias a los valores aportados en el informe de NREL en colaboración con Argonne national laboratory [24]. Dichos valores se muestran en la Tabla 14.

Tabla 14: Propiedades termodinámicas del sodio líquido. Fuente: SAM, elaboración propia

| | Temperature (°C) | Specific Heat (kJ/kg-K) | Density (kg/m3) | Viscosity (Pa-s) | Kinematic Viscosity (m2-s) | Conductivity (W/m-K) | Enthalpy (J/kg) |
|-----------|-------------------------|--------------------------------|------------------------|-------------------------|-----------------------------------|-----------------------------|------------------------|
| 1 | 127 | 1.372 | 919 | 0.000599 | 6.5179e-07 | 87.22 | 247000 |
| 2 | 227 | 1.334 | 897 | 0.000415 | 4.6265e-07 | 80.09 | 382000 |
| 3 | 327 | 1.301 | 874 | 0.000321 | 3.6727e-07 | 73.7 | 514000 |
| 4 | 427 | 1.277 | 852 | 0.000264 | 3.0986e-07 | 68 | 642000 |
| 5 | 527 | 1.26 | 828 | 0.000227 | 2.7415e-07 | 62.9 | 769000 |
| 6 | 627 | 1.252 | 805 | 0.000201 | 2.4969e-07 | 58.34 | 895000 |
| 7 | 727 | 1.252 | 781 | 0.000181 | 2.3175e-07 | 54.24 | 1.02e+06 |
| 8 | 827 | 1.261 | 756 | 0.000166 | 2.1957e-07 | 50.54 | 1.146e+06 |
| 9 | 927 | 1.279 | 732 | 0.000153 | 2.0902e-07 | 47.16 | 1.273e+06 |
| 10 | 1027 | 1.305 | 706 | 0.000143 | 2.0255e-07 | 44.03 | 1.402e+06 |
| 11 | 1127 | 1.34 | 680 | 0.000135 | 1.9853e-07 | 41.08 | 1.534e+06 |
| 12 | 1227 | 1.384 | 653 | 0.000128 | 1.9602e-07 | 38.24 | 1.671e+06 |
| 13 | 1327 | 1.437 | 626 | 0.000122 | 1.9489e-07 | 35.44 | 1.812e+06 |
| 14 | 1427 | 1.5 | 597 | 0.000117 | 1.9589e-07 | 32.61 | 1.959e+06 |
| 15 | 1527 | 1.574 | 658 | 0.000112 | 1.7021e-07 | 29.68 | 2.113e+06 |

Como consecuencia de las limitaciones del software, no se ha podido modificar directamente la eficiencia del receptor, ésta ha sido modificada indirectamente variando otros parámetros requeridos por el programa. Tras analizar los resultados que se obtenían de modificar todos los parámetros aportados por el software, el cambio más significativo y, por tanto, escogido como valor final para la mejora de la eficiencia del receptor ha sido la disminución del número de paneles en el receptor de 20 a 16. Tras estos cambios se ha procedido a la optimización del campo de heliostatos, del receptor y de la torre.

En la Ilustración 41 se muestran los resultados de la simulación con el número de heliostatos y las dimensiones de la torre de la instalación CSP de sal solar como HTF simulada anteriormente y en la Ilustración 42 se muestran los resultados de de la simulación ya optimizada aportados por SAM®. La Tabla 15 muestra los parámetros

obtenidos tras dicha optimización.

| Metric | Value |
|-------------------------------|-----------------------|
| Annual energy (year 1) | 170,232,368 kWh |
| Capacity factor (year 1) | 39.3% |
| Annual Water Usage | 33,889 m ³ |
| PPA price (year 1) | 12.68 ¢/kWh |
| PPA price escalation | 1.00 %/year |
| Levelized PPA price (nominal) | 16.21 ¢/kWh |
| Levelized PPA price (real) | 12.87 ¢/kWh |
| Levelized COE (nominal) | 15.06 ¢/kWh |
| Levelized COE (real) | 11.95 ¢/kWh |
| Net present value | \$19,137,430 |
| Internal rate of return (IRR) | 11.00 % |
| Year IRR is achieved | 20 |
| IRR at end of project | 12.75 % |
| Net capital cost | \$303,882,720 |
| Equity | \$141,105,984 |
| Size of debt | \$162,776,752 |

Ilustración 41: Resultados de la simulación de una instalación CSP con sodio como HTF, sin almacenamiento, con ciclo Rankine con agua/vapor como fluido de trabajo y con el mismo número de heliostatos y misma dimensión de la torre y del receptor que en el caso de la instalación con sal solar como HTF. Fuente: simulación de SAM.

| Metric | Value |
|-------------------------------|-----------------------|
| Annual energy (year 1) | 169,466,832 kWh |
| Capacity factor (year 1) | 39.1% |
| Annual Water Usage | 32,800 m ³ |
| PPA price (year 1) | 12.55 ¢/kWh |
| PPA price escalation | 1.00 %/year |
| Levelized PPA price (nominal) | 16.04 ¢/kWh |
| Levelized PPA price (real) | 12.74 ¢/kWh |
| Levelized COE (nominal) | 14.91 ¢/kWh |
| Levelized COE (real) | 11.84 ¢/kWh |
| Net present value | \$18,802,468 |
| Internal rate of return (IRR) | 11.00 % |
| Year IRR is achieved | 20 |
| IRR at end of project | 12.75 % |
| Net capital cost | \$298,655,744 |
| Equity | \$138,672,432 |
| Size of debt | \$159,983,312 |

Ilustración 42: Resultados de la simulación de una instalación CSP con sodio como HTF, sin almacenamiento, con ciclo Rankine con agua/vapor como fluido de trabajo y optimizada. Fuente: simulación de SAM.

Tabla 15: Valores obtenidos de la simulación tras la optimización del campo solar de una instalación con sodio como HTF y con ciclo Rankine con agua/vapor como fluido de trabajo. Fuente: Elaboración propia.

| | Valores |
|-----------------------|---------|
| Nº heliostatos | 3629 |

| | |
|----------------------------------|---------|
| Altura de la torre [m] | 137,186 |
| Altura del receptor [m] | 12,8773 |
| Diametro del receptor [m] | 11,1118 |
| Múltiplo solar | 2,4 |

En la Tabla 16 se comparan los resultados obtenidos por una instalación CSP con sodio como HTF, ciclo Rankine con agua/vapor como fluido de trabajo y sin almacenamiento con una instalación CSP con las mismas características, pero con sal solar como HTF. El gasto de capital de la instalación (CAPEX) ha sido calculado dividiendo el coste neto de la instalación entre la energía anual en kWh.

Tabla 16: Comparación de todos los resultados obtenidos por las simulaciones en SAM® para instalaciones CSP con ciclo Rankine con agua/vapor como fluido de trabajo. Fuente: Elaboración propia.

| HTF | Temperatura de trabajo [°C] | Ciclo de potencia | Número de heliostatos | Energía anual [GWh] | Factor de capacidad [%] | CAPEX [\$/kWh-t] |
|-----------|-----------------------------|--------------------|-----------------------|---------------------|-------------------------|------------------|
| Sal solar | 564-290 | Rankine agua/vapor | 3796 | 170,305 | 39,3 | 1,79 |
| Sodio | 750-200 | Rankine agua/vapor | 3796 | 170,232 | 39,3 | 1,78 |
| Sodio | 750-200 | Rankine agua/vapor | 3629 | 169,466 | 39,1 | 1,76 |

En esta comparación podemos observar como una instalación CSP con sodio como HTF aporta la misma energía anual en comparación con una instalación CSP con sal solar como HTF y el mismo número de heliostatos, con un CAPEX ligeramente menor debido al menor tamaño del receptor utilizado. Cuando optimizamos la instalación CSP con sodio como HTF, obtenemos un valor de energía anual muy aproximado al obtenido con la instalación inicial a pesar de contar con un menor CAPEX y un menor número de heliostatos, concretamente 167 heliostatos menos. Esto significa que, para obtener una energía anual aproximada es necesario un campo de heliostatos menor para las instalaciones con sodio como HTF que para las instalaciones con sal solar como HTF y, por tanto, una menor inversión en materiales y mano de obra. Lo mismo ocurre con las dimensiones del receptor y de la torre. Puesto que se obtienen unos resultados muy similares tanto de energía anual como de CAPEX o de factor de capacidad, se considera que los resultados no son los esperados. Esto es debido a las dificultades para la optimización del diseño del receptor de sodio en el programa escogido por lo que se deberá realizar un segundo estudio en un programa con menor limitación en la variación de parámetros.

A continuación, se realizará el mismo procedimiento seguido anteriormente, pero modificando el ciclo de potencia a un ciclo Brayton con sCO₂ como fluido de trabajo. Como se ha comentado durante el trabajo, los ciclos de potencia Brayton con sCO₂ muestran una mejor eficiencia que los ciclos usados actualmente, es decir, los ciclos Rankine con agua/vapor. Al aplicar dicho ciclo de potencia a instalaciones CSP, éste requiere trabajar con un HTF a una mayor temperatura. Por este motivo compararemos una instalación CSP con sodio como HTF con una instalación CSP con otra de sal solar como HTF, ambas con el mismo número de heliostatos y mismas dimensiones para la torre y el receptor. También se realizará la comparación con una CSP con sodio como HTF pero optimizada de forma individual, es decir, con un número distinto de heliostatos y con unas dimensiones distintas de torre y receptor.

En primer lugar, se realizará la simulación de la instalación CSP con sal solar como HTF. Los resultados obtenidos tanto de la simulación como de la optimización se muestran en la Ilustración 43 y la Tabla 17

respectivamente.

| Metric | Value |
|-------------------------------|-----------------------|
| Annual energy (year 1) | 148,940,992 kWh |
| Capacity factor (year 1) | 34.3% |
| Annual Water Usage | 23,735 m ³ |
| PPA price (year 1) | 14.47 ¢/kWh |
| PPA price escalation | 1.00 %/year |
| Levelized PPA price (nominal) | 18.53 ¢/kWh |
| Levelized PPA price (real) | 14.71 ¢/kWh |
| Levelized COE (nominal) | 17.21 ¢/kWh |
| Levelized COE (real) | 13.66 ¢/kWh |
| Net present value | \$19,233,686 |
| Internal rate of return (IRR) | 11.00 % |
| Year IRR is achieved | 20 |
| IRR at end of project | 12.75 % |
| Net capital cost | \$305,278,208 |
| Equity | \$141,763,280 |
| Size of debt | \$163,514,928 |

Ilustración 43: Resultados de la simulación de una instalación CSP con sal solar como HTF y sin almacenamiento con ciclo Brayton con sCO₂ como fluido de trabajo. Fuente: simulación de SAM.

Tabla 17: Valores obtenidos de la simulación tras la optimización del campo solar de una instalación con sal solar como HTF y con ciclo Brayton con sCO₂ como fluido de trabajo. Fuente: Elaboración propia.

| | Valores |
|----------------------------------|---------|
| Nº heliostatos | 3798 |
| Altura de la torre [m] | 140,981 |
| Altura del receptor [m] | 13.4716 |
| Diametro del receptor [m] | 10,8909 |
| Múltiplo solar | 2,4 |

En el siguiente paso, se simulará una CSP con sodio como HTF y las mismas características que la instalación con sal solar como HTF incluidos el mismo número de heliostatos y las mismas dimensiones de la torre y del receptor. Los resultados obtenidos se mostrarán en la Ilustración 44.

| Metric | Value |
|-------------------------------|-----------------------|
| Annual energy (year 1) | 150,675,408 kWh |
| Capacity factor (year 1) | 34.7% |
| Annual Water Usage | 23,747 m ³ |
| PPA price (year 1) | 14.30 €/kWh |
| PPA price escalation | 1.00 %/year |
| Levelized PPA price (nominal) | 18.28 €/kWh |
| Levelized PPA price (real) | 14.52 €/kWh |
| Levelized COE (nominal) | 16.98 €/kWh |
| Levelized COE (real) | 13.48 €/kWh |
| Net present value | \$19,183,678 |
| Internal rate of return (IRR) | 11.00 % |
| Year IRR is achieved | 20 |
| IRR at end of project | 12.75 % |
| Net capital cost | \$304,507,008 |
| Equity | \$141,403,584 |
| Size of debt | \$163,103,440 |

Ilustración 44: Resultados de la simulación de una instalación CSP con sodio como HTF, sin almacenamiento, con ciclo Brayton con sCO₂ como fluido de trabajo y con el mismo número de heliostatos y misma dimensión de la torre y del receptor que en el caso de la instalación con sal solar como HTF. Fuente: simulación de SAM.

Por último, se realizará la simulación de una instalación CSP con sodio como HTF y las mismas características que la instalación con sal solar como HTF pero optimizada de forma individual, es decir, con distinto número de heliostatos y distintas dimensiones en la torre y el receptor. Los resultados de la simulación se muestran en la Ilustración 45 y los resultados de la optimización se ven reflejados en la Tabla 18.

| Metric | Value |
|-------------------------------|-----------------------|
| Annual energy (year 1) | 147,208,512 kWh |
| Capacity factor (year 1) | 33.9% |
| Annual Water Usage | 22,684 m ³ |
| PPA price (year 1) | 14.42 €/kWh |
| PPA price escalation | 1.00 %/year |
| Levelized PPA price (nominal) | 18.43 €/kWh |
| Levelized PPA price (real) | 14.63 €/kWh |
| Levelized COE (nominal) | 17.12 €/kWh |
| Levelized COE (real) | 13.59 €/kWh |
| Net present value | \$18,836,872 |
| Internal rate of return (IRR) | 11.00 % |
| Year IRR is achieved | 20 |
| IRR at end of project | 12.75 % |
| Net capital cost | \$299,081,952 |
| Equity | \$138,878,752 |
| Size of debt | \$160,203,200 |

Ilustración 45: Resultados de la simulación de una instalación CSP con sodio como HTF, sin almacenamiento, con ciclo Brayton con sCO₂ como fluido de trabajo y optimizada. Fuente: simulación de SAM.

Tabla 18: Valores obtenidos de la simulación tras la optimización del campo solar de una instalación con sal solar como HTF y con ciclo Brayton con sCO₂ como fluido de trabajo. Fuente: Elaboración propia.

| | Valores |
|----------------------------------|---------|
| Nº heliostatos | 3628 |
| Altura de la torre [m] | 137,427 |
| Altura del receptor [m] | 12,6937 |
| Diametro del receptor [m] | 11,3873 |
| Múltiplo solar | 2,4 |

En la Tabla 19 se compara todos los resultados obtenidos en las simulaciones con ciclo Brayton con sCO₂ como fluido de trabajo.

Tabla 19: Comparación de todos los resultados obtenidos por las simulaciones en SAM® para instalaciones CSP con ciclo Brayton con sCO₂ como fluido de trabajo. Fuente: Elaboración propia.

| HTF | Temperatura de trabajo [°C] | Ciclo de potencia | Número de heliostatos | Energía anual [GWh] | Factor de capacidad [%] | CAPEX [\$/kWh-t] |
|-----------|-----------------------------|------------------------------------|-----------------------|---------------------|-------------------------|------------------|
| Sal solar | 564-290 | Ciclo Brayton con sCO ₂ | 3798 | 148,941 | 34.3 | 2.05 |
| Sodio | 750-200 | Ciclo Brayton con sCO ₂ | 3798 | 150,675 | 34.7 | 2.02 |
| Sodio | 750-200 | Ciclo Brayton con sCO ₂ | 3628 | 147.209 | 33.9 | 2.03 |

De nuevo no se obtienen las mejoras significativas esperadas tras la simulación. Los resultados, tanto de energía anual como de CAPEX o factor de capacidad, son aproximados en todas las configuraciones estudiadas con una ligera mejora en el caso de la instalación CSP con sodio como HTF pero, puesto que las sales solares actuales no son estables a altas temperaturas, SAM® debería mostrar unos resultados mucho mas favorables para la simulación con sodio como HTF por lo que se recomienda nuevamente realizar un segundo estudio con otro programa. Además, según los numerosos estudios mostrados en el presente trabajo, el ciclo de potencia Brayton con sCO₂ debería mostrar mayores resultados de energía anual que los casos con ciclo de potencia Rankine con agua/vapor.

Por último, se pretendía obtener los resultados de la misma instalación CSP con un sistema de almacenamiento térmico compuesto por dos tanques, los cuales aportarían a la planta 10 horas de gestionabilidad en el caso de no disponer de recurso solar, es decir, en días nublados o durante la noche. En la actualidad, las plantas CSP comerciales existentes que están compuestas por tanques de almacenamiento con sal solar como fluido térmico, trabajan a una temperatura máxima de 565°C. Debido a las altas temperaturas necesitadas por el ciclo de potencia Brayton con sCO₂, esta temperatura no sería suficiente por lo que es necesario elevar la temperatura del tanque caliente a 720 °C y el tanque frío a 520 °C. Como consecuencia, se deberá usar nuevas aleaciones de sales fundidas como MgCl₂/ KCl o Na/Li/K carbonato eutéctico, que pueden alcanzar temperaturas mayores con mayor estabilidad química. Sin embargo, el diseño de tanques de almacenamiento con dichas mezclas está en fase experimental por lo que, en el caso de realizar la simulación, se habría basado en otros estudios. Puesto que el software no permite la utilización de un fluido caloportador en el sistema TES distinto al usado como HTF del resto de la instalación y las sales propuestas para llevar a cabo el almacenamiento se encuentran en fase experimental, esta comparación no ha sido posible realizarla.

5 CONCLUSIÓN

Debido a la creciente demanda energética actual y los problemas medioambientales que conllevan las fuentes de energía convencionales, las energías renovables van tomando más protagonismo en el mercado energético. En este trabajo se demuestra como la energía solar térmica, concretamente la energía solar térmica de concentración es una de las tecnologías más prometedoras para hacer frente a los problemas del mercado energético. Esto es debido a su capacidad de alcanzar altas temperaturas de trabajo y, por tanto, utilizar ciclos de potencia con altos rendimientos. Gracias a la posibilidad de alcanzar altas temperaturas, el vapor producido también puede ser usado en la industria térmica como sustituto de combustibles fósiles. Además, a diferencia de otras energías renovables, la energía solar térmica puede ser acumulada con facilidad en sistemas de almacenamiento con sales fundidas o sales solares como fluido de trabajo, lo que supone una estabilidad de producción y su uso en tramos horarios donde no haya luz solar suficiente.

El trabajo ha mostrado el estado del arte actual de la tecnología solar de concentración, donde las plantas de colectores cilindroparábolicos y las plantas de torre o receptor central son las más implantadas comercialmente, siendo la tecnología de torre la más viable a efecto de coste. Además, el trabajo ha evaluado las líneas de trabajo en desarrollo para la reducción de coste de la tecnología de CSP, donde el diseño de los componentes clave aún presentan un margen de mejora relevante. El estudio realizado ha mostrado cómo hay una vía tecnológica de mejora asociada a ciclos de potencia más eficientes. La mejora más importante ha sido el cambio de un ciclo Rankine de agua/vapor a un ciclo Brayton supercrítico con CO₂ como fluido de trabajo. Aunque se ha estudiado la posibilidad de un ciclo supercrítico de agua/vapor, el CO₂ aporta mejores condiciones de trabajo gracias a su poca corrosividad y toxicidad y su alta densidad. Gracias a este cambio se ha incrementado la eficiencia de la planta un 10% más que con la tecnología actual.

Como consecuencia del uso de este tipo de ciclo de potencia, es necesario el uso de un HTF que pueda trabajar a temperaturas mayores. En este trabajo se propone el uso de metales fundidos para llevar a cabo esta función debido a las ventajas que suponen sus propiedades físicas. Dentro de los metales fundidos, el fluido más destacable es el sodio líquido ya que se trata de un fluido previamente desarrollado por la industria nuclear y posee mejores propiedades físicas que otros metales fundidos. Aunque el uso de sodio como HTF conlleva a grandes ventajas frente a los actuales HTF, su alto coste y su alta reactividad con aire y agua hace cuestionar su uso en el sistema TES. Para ello, se propone una instalación donde se combine el sodio como HTF y sales fundidas para TES. Dichas sales fundidas no son las sales solares de nitrato usadas actualmente, sino que se trata de nuevas aleaciones como MgCl₂/ KCl o Na/Li/K carbonato eutéctico, que pueden alcanzar temperaturas mayores con mayor estabilidad química. Sin embargo, el diseño de tanques de almacenamiento con dichas mezclas está en fase experimental.

Para secundar estas afirmaciones, se ha analizado el estudio realizado por Fritsch et al. [23] donde comparan el resultado de la simulación de una CSP con sodio como HTF con una CSP con sal solar como HTF en un ciclo Rankine comercial. Ambas simulaciones usan un ciclo de 125MWe de potencia eléctrica y 700MWt de energía térmica. También cuentan con la misma localización, el mismo tipo de ciclo de potencia y receptor y operan en la misma franja horaria. El estudio mostraba la mejora de la planta gracias al uso del sodio como fluido caloportador al permitir la mejora de la densidad de flujo en el receptor, lo que permite el uso de receptores más pequeños y menor tamaño de campo. Como resultado se obtiene que, para el caso de la CSP con sodio como HTF, al necesitar un receptor y heliostatos menores, la distancia entre heliostatos es más compacta que en el caso de la CSP con sal solar como HTF, reduciendo de esta manera el terreno necesario para la instalación.

Por otro lado, también se ha realizado una simulación con el software libre SAM® para analizar el uso de ciclos supercríticos con sodio. Ya que el simulador no permite emplear distinto fluido para el receptor y para el sistema de almacenamiento, se han realizado simulaciones de instalaciones CSP sin tener en cuenta el almacenamiento térmico.

En el estudio realizado se ha fijado el emplazamiento, la potencia eléctrica, el punto de diseño DNI y el modelo de heliostato y se han simulado instalaciones CSP en las que se ha ido variando tanto el fluido usado como HTF

como el número de heliostatos, las dimensiones de la torre y el receptor y el ciclo de potencia. Los resultados obtenidos con estas simulaciones pueden verse en la siguiente tabla.

Tabla 20: Comparación de resultados de las simulaciones.

| HTF | Temperatura de trabajo [°C] | Ciclo de potencia | Número de heliostatos | Energía anual [GWh] | Factor de capacidad [%] | CAPEX [\$/kWh-t] |
|-----------|-----------------------------|------------------------------------|-----------------------|---------------------|-------------------------|------------------|
| Sal solar | 564-290 | Rankine agua/vapor | 3796 | 170,305 | 39,3 | 1,79 |
| Sodio | 750-200 | Rankine agua/vapor | 3796 | 170,232 | 39,3 | 1,78 |
| Sodio | 750-200 | Rankine agua/vapor | 3629 | 169,466 | 39,1 | 1,76 |
| Sal solar | 564-290 | Ciclo Brayton con sCO ₂ | 3798 | 148,941 | 34,3 | 2,05 |
| Sodio | 750-200 | Ciclo Brayton con sCO ₂ | 3798 | 150,675 | 34,7 | 2,02 |
| Sodio | 750-200 | Ciclo Brayton con sCO ₂ | 3628 | 147,209 | 33,9 | 2,03 |

Como podemos observar, en las simulaciones en las que se trabaja con el mismo ciclo de potencia, se adquieren resultados bastante similares independientemente del fluido usado como HTF. A pesar de que en el caso del sodio como HTF con ciclo Brayton con sCO₂ se obtienen valores ligeramente más favorables no se considera un resultado óptimo. Esto es debido al elevado impacto que tiene el diseño del receptor de sodio en la producción final dada por SAM. Es necesario emplear un programa más específico que permita la optimización del receptor de sodio, basándose en la mayor conductividad del fluido, la mayor temperatura de trabajo y el mayor flujo incidente.

Por otro lado, se observa como, tras realizar la simulación en SAM®, se obtienen valores de energía anual mucho menores para el caso en el que se trabaja con un ciclo Brayton con sCO₂. Esto contradice los estudios expuestos en este trabajo en los que defienden como los ciclos Brayton con sCO₂ conllevan a un 10% más de eficiencia que los ciclos de potencia Rankine con agua/vapor usados en la actualidad lo que supone una evidencia más de que el programa utilizado no es lo suficiente específico. [5]

La falta de opciones del software empleado para una mejor optimización del diseño del receptor de sodio junto con la imposibilidad de realizar la simulación de una instalación CSP con sodio como HTF y sales fundidas como TES, conllevan a un arrastre de fallos que hacen que no sea posible la comprobación de los estudios realizados en el presente trabajo. Por tanto, se deberá realizar un segundo estudio usando un software que permita realizar dichas modificaciones en el estado del arte en CSP.

6 REFERENCIAS

- [1] I. Z. B. y. A. A. Usón, Energía solar Térmica.
- [2] J. M. T. Murillo, «MODELO DE PARÁMETROS DISTRIBUIDOS EN ECOSIMPRO DE UN CAPTADOR SOLAR TIPO FRESNEL,» [En línea]. Available: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/12072/direccion/Memoria%252F>.
- [3] «laenergíasolar.org,» [En línea]. Available: <https://www.laenergiasolar.org/energia-termica-solar/discos-parabolicos-stirling/>.
- [4] «psa.es,» [En línea]. Available: https://www.psa.es/es/instalaciones/hornos_solares/sf60.php.
- [5] C. T. J. V. M. W. a. Z. M. Mark Mehos, «Concentrating solar power gen3 demonstration roadmap,» 2017. [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67464.pdf>.
- [6] W. S. Keith Lovegrove, Concentrating solar power technology, Woodhead Publishing Series.
- [7] M. B. E. F. A. E. G. G. j. A. G. M. R. F. R. R. A. V. L. Y. jaime Aranda, «Sistemas de control de plantas solares de torre,» [En línea]. Available: <http://www2.ual.es/te/icons/torre.pdf>.
- [8] «Junta de andalucía,» [En línea]. Available: <http://www.juntadeandalucia.es/averroes/centros-tic/21700290/helvia/aula/archivos/repositorio/0/44/html/rankine.html>.
- [9] F. & A. M. Al-Sulaiman, Performance comparison of different supercritical carbon dioxide Brayton cycles integrated with a solar power tower, 2015.
- [10] IRENA, 2018. [En línea]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf.
- [11] F. G. C. Á. D. S. E. S. R. Castor Alberto Solís Ávila, «Diseño y estudio de una planta solar termoeléctrica con tecnología de torre central,» 2008-2009.
- [12] *Central solar de Geometría variable del CTAER*. [Película]. 2013.
- [13] «Helionoticias,» [En línea]. Available: <http://helionoticias.es/la-primera-central-solar-de-ensayos-de-geometria-variable-estara-para-septiembre/>.
- [14] G. G. Navajas, «Comunicaciones inalámbricas del campo de Heliostatos MBB,» 2002.
- [15] «CSIRO,» [En línea]. Available: <https://www.csiro.au/en/Research/EF/Areas/Renewable-and-low-emission-tech/Solar-energy/Solar-thermal/Supercritical-steam>.
- [16] A. k. E. Z. y. T. H. Michael Persichilli, «Supercritical CO2 power cycle developments and commercialization: Why sCO2 can Displace Steam,» 2012.

- [17] «La próxima generación de tecnologías termosolares y su potencial de reducción de costes,» *FuturEnergy*, 2017.
- [18] R. B. R. P.-P. H. M.-S. Csaba Singer, «Assessment of solar power tower driven ultrasupercritical steam cycles applying tubular central receivers with varied heat transfer media,» *Journal of Solar Energy Engineering*, 2010.
- [19] G. M. R. T. G. R. Nicholas Boerema, «Liquid sodium versus Hitec as a heat transfer fluid in solar thermal central receiver systems,» *Elsevier*, 2012.
- [20] T. W. v. B. P. J. E. Johannes P. Kotzé, «NaK as a primary heat transfer fluid in thermal solar power installations,» 2012.
- [21] T. W. J. Pacio, «Assessment of liquid metal technology status and research paths for their use as efficient heat transfer fluids in solar central receiver systems,» *Elsevier*, 2013.
- [22] C. S. T. W. R. U. J. Pacio, «Thermodynamic evaluation of liquid metals as heat transfer fluids in concentrated solar power plants,» *Elsevier*, 2013.
- [23] C. F. R. U. Andreas Fritsch, «Techno-economic analysis of solar thermal power plants using liquid sodium as heat transfer fluid,» *Elsevier*, 2019.
- [24] J. F. y. L. Leibowitz, «Thermodynamic and Transport Properties of Sodium Liquid and Vapor».
- [25] Autor, «Este es el ejemplo de una cita,» *Tesis Doctoral*, vol. 2, nº 13, 2012.
- [26] O. Autor, «Otra cita distinta,» *revista*, p. 12, 2001.
- [27] W. S. Keith Lovegrove, *Concentrating solar*, Woodhead Publishing.
- [28] *Central Solar de Geometría Variable del CTAER*. [Película]. Diario ABC Tecnología, 2013.
- [29] B. Kelly, «Abengoa Solar Inc,» 2010. [En línea]. Available: <https://www.osti.gov/servlets/purl/981926/>.
- [30] C. S. T. y. G. A. Heath, «NREL,» 2013. [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/57625.pdf>.

