

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE MINAS
Y ENERGÍA

Titulación: GRADUADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA
Itinerario: Gestión y Aprovechamiento Energético

PROYECTO FIN DE GRADO

Departamento de Ingeniería Energética

**DISEÑO Y ANÁLISIS DE UNA
CENTRAL TERMOSOLAR DE TORRE
CENTRAL**



Paula Roldán Millanes

Febrero 2024

Titulación: GRADUADO EN INGENIERÍA DE LA
ENERGÍA

Itinerario: Gestión y Aprovechamiento Energético

**DISEÑO Y ANÁLISIS DE UNA
CENTRAL TERMOSOLAR DE TORRE
CENTRAL**

Realizado por:

Paula Roldán Millanes

Dirigido por:

Elisa Alonso Romero

1 Resumen

Este proyecto tiene como objetivo general el diseño y simulación de una planta de generación eléctrica mediante la concentración de energía solar para satisfacer las necesidades de autoconsumo de una fábrica de baterías de litio, Envisión AESC. La planta termosolar propuesta está basada en la tecnología de torre central, cuenta con una capacidad de 160 MW y un sistema de almacenamiento con 10 horas a potencia nominal, diseñado.

El proyecto se inicia con un análisis preliminar del recurso solar disponible en la zona de interés. Este análisis proporciona información esencial sobre la disponibilidad y variabilidad de la radiación solar a lo largo del año, sirviendo como base para la evaluación técnica y económica posterior del proyecto. Asimismo, se lleva a cabo un análisis minucioso de ingeniería básica conceptual que incluye la elección de fluidos para transferencia de calor y la identificación de parámetros y equipos clave en la central eléctrica. El objetivo es obtener una comprensión exhaustiva del proceso de diseño de una planta termosolar, con la intención de impulsar tecnologías más limpias y sostenibles en la generación de energía eléctrica.

El análisis energético y económico se lleva a cabo utilizando el software de modelización System Advisor Model (SAM) como herramienta principal para la simulación. Los objetivos específicos de este trabajo pasan por realizar un análisis exhaustivo de los componentes esenciales de la central térmica de torre central, buscando al mismo tiempo su competitividad económica en comparación con otras tecnologías disponibles. Con esto, se pretende aportar al desarrollo de soluciones energéticas eficientes y económicamente viables en el panorama actual de generación de energía.

2 Abstract

The main objective of this project is the design and simulation of a concentrating solar power plant to supply the electricity needs of a lithium battery factory, Envisión AESC. The proposed solar thermal plant is based on central receiver technology, has a capacity of 160 MW and a storage system with 10 hours at nominal power, designed to meet the self-consumption needs.

The project begins with a preliminary analysis of the solar resource available in the area of interest. This analysis provides essential information on the availability and variability of solar radiation throughout the year, serving as the basis for the subsequent technical and economic evaluation of the project. In addition, an exhaustive study of basic conceptual engineering is carried out, addressing the selection of heat conducting fluids and the determination of the main parameters and equipment used in the power plant. The purpose is to obtain a complete and detailed vision of the design process of a solar thermal plant of these characteristics, contributing to the evolution of cleaner and more sustainable technologies in the generation of electrical energy.

The energy and economic analysis are carried out using the modelling software System Advisor Model (SAM) as the main tool for the simulation. The specific objectives of this work are to carry out exhaustive analysis of all the essential components of the central tower thermal power plant, seeking at the same time its economic competitiveness in comparison with other available technologies. With this, it is intended to contribute to the development of efficient and economically viable energy solutions in the current power generation scenario.

3 Agradecimientos

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a mi tutora, Elisa, por su dedicación, orientación y apoyo a lo largo de mi Trabajo de Fin de Grado. Su experiencia y guía han sido fundamentales en el desarrollo de este proyecto, brindándome valiosas enseñanzas que han enriquecido mi aprendizaje.

A mi familia, quiero expresar mi agradecimiento por su constante apoyo, comprensión y respaldo incondicional. Su amor y apoyo han sido mi motor durante esta etapa académica, y estoy agradecida por tenerlos a mi lado.

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a mis amigos, quienes han sido una parte fundamental de mi recorrido durante este Trabajo de Fin de Grado. En medio de todas las presiones y desafíos, habéis sido mi apoyo, compartiendo risas, brindando motivación y proporcionando esos necesarios momentos de alivio. A cada uno de vosotros que ha estado ahí para celebrar los pequeños logros y superar los obstáculos, gracias por la amistad inquebrantable y el apoyo constante.

A todos aquellos que, de una manera u otra, han contribuido a este logro, les extiendo mi gratitud. Este trabajo no habría sido posible sin el apoyo y la colaboración de cada uno de vosotros.

¡Gracias!

4 Índice

1	Resumen.....	i
2	Abstract.....	iii
3	Agradecimientos.....	v
4	Índice.....	vii
	DOCUMENTO N°1: MEMORIA.....	1
1	Objeto y alcance	3
2	Introducción	5
	2.1 <i>Motivación. El problema energético.....</i>	<i>5</i>
	2.2 <i>Consumo energético mundial.....</i>	<i>6</i>
	2.3 <i>Consumo energético de España.....</i>	<i>8</i>
3.	Fundamentos de la energía solar térmica de concentración.....	13
	3.1. <i>Introducción a la energía solar.....</i>	<i>13</i>
	3.2 <i>Historia.....</i>	<i>16</i>
	3.3 <i>Ventajas De La Energía Solar Térmica.....</i>	<i>16</i>
	3.4 <i>Principales tecnologías.....</i>	<i>17</i>
	3.4.2 <i>Colectores cilíndrico-parabólicos (PTC en inglés).....</i>	<i>18</i>
	3.4.3 <i>Plantas de torre (SPT siglas en inglés) o de receptor central (CR). 20</i>	
	3.4.4 <i>Colectores lineales Fresnel (LFR en inglés).....</i>	<i>21</i>
	3.4.5 <i>Discos parabólicos (PD por sus siglas en inglés).....</i>	<i>24</i>
	3.5. <i>Proyectos comerciales de CSP en España.....</i>	<i>26</i>
	3.6. <i>Proyectos comerciales de CSP en el mundo.....</i>	<i>29</i>
4	Centrales de torre central (SPT)	33
	4.2 <i>Campo de heliostatos.....</i>	<i>33</i>
	4.3 <i>Receptor solar.....</i>	<i>35</i>
	4.4 <i>Fluido de transferencia de calor.....</i>	<i>39</i>
	4.5 <i>Ciclo de potencia.....</i>	<i>41</i>
	4.6 <i>Sistema de almacenamiento.....</i>	<i>47</i>
	4.7 <i>Hibridación.....</i>	<i>49</i>
5	Desarrollo del Proyecto	53

5.2	<i>Fábrica de baterías de iones de litio ENVISION AESC</i>	53
5.3	<i>Necesidades de potencia a abastecer</i>	55
5.4	<i>Localización</i>	55
5.4.2	Superficie necesaria	55
5.4.3	Criterios para la selección del emplazamiento	56
5.4.4	Emplazamiento seleccionado.....	60
5.4.5	Pendientes	61
5.5	<i>Recurso Solar</i>	61
5.6	<i>Punto de diseño</i>	65
6	Diseño del sistema mediante SAM	67
6.2	<i>System Advisor Model (SAM)</i>	67
6.3	<i>Concepto de las principales variables que aparecen en el programa.</i>	67
6.4	<i>Características, dimensionado y optimización de la planta.</i>	71
6.4.2	Localización y Recursos	72
6.4.3	Análisis de sensibilidad	72
6.4.4	Diseño del Sistema	75
6.4.5	Campo de Heliostatos	77
6.4.6	Torre y Receptor	78
6.4.7	Ciclo de potencia	79
6.4.8	Almacenamiento térmico.....	80
6.4.9	Control del sistema	80
6.4.10	Ciclo de vida y degradación	80
6.5	<i>Resultados energéticos de la simulación</i>	81
7	Conclusiones	83
8	Referencias	85
	DOCUMENTO N.º 2: ESTUDIO ECONÓMICO	91
1	Análisis económico mediante SAM	93
1.1	<i>Inversión capital</i>	93
1.1.2	Campo solar	93
1.1.3	Sistema de almacenamiento.....	94
1.1.4	Bloque de potencia	94
1.2	<i>Costes de operación y mantenimiento</i>	95
1.3	<i>Parámetros financieros</i>	95
1.4	<i>Modelo económico</i>	96

1.5 *Resultados económicos* 96

DOCUMENTO N.º 3: ESTUDIO AMBIENTAL..... 99

1 Impacto ambiental de la planta 101

1.1 *Identificación de impactos ambientales significativos*..... 103

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Consumo de energía primaria por bloques económicos desde 1965 hasta 2022 (elaboración propia).....	7
Figura 2: Procedencia primaria de la energía consumida a nivel mundial [4]	8
Figura 3: Grado de dependencia energética de España [4].....	9
Figura 4: Consumo de energía primaria en España en 2022, por fuente energética (elaboración propia).....	10
Figura 5: Fuentes de la electricidad generada en España en 2022 (elaboración propia)	11
Figura 6: Estructura de la potencia instalada en España en el año 2022 (elaboración propia).....	12
Figura 7: Funcionamiento panel fotovoltaico [7]	15
Figura 8: Diagrama de una central térmica de concentración [8].....	15
Figura 9: Diagrama de flujo típico de una CSP [10]	18
Figura 10 : Diagrama colector cilíndrico-parabólico [14].....	19
Figura 11: Esquema de una central de torre [20].....	21
Figura 12: Esquema de un colector lineal Fresnel [17]	22
Figura 13 : Esquema disco parabólico [24]	24
Figura 14: Central termosolar Gemasolar, Sevilla [24].....	27
Figura 15: Plataforma Solúcar compuesta por las centrales PS10 Y PS20 [25].....	28
Figura 16: Distribución de la capacidad global instalada de CSP en todo el mundo [10]	30
Figura 17 : Centrales de receptor central más importantes a nivel mundial [10]	31
Figura 18: Partes de un helióstato [20]	33
Figura 19: Distribución envolvente (derecha) y distribución polar (izquierda) del campo de helióstatos [20].....	35
Figura 20: Receptor exterior cilíndrico [11]	36
Figura 21: Diagrama receptor de cavidad [11]	37
Figura 22: Esquema receptor tubular externo (izquierda) y receptor tubular de cavidad (derecha) [10].....	38
Figura 23: Esquema receptor volumétrico de aire [10]	39
Figura 24: Esquema receptor de partículas [11]	39

Figura 25: Esquema ciclo Brayton abierto (izquierda) y cerrado (derecha) [39]	42
Figura 26: Diagrama T-S ciclo Brayton ideal y real [39]	42
Figura 27: Ciclo Brayton en una central termosolar de torre central [23]	43
Figura 28: Esquema ciclo Rankine (izquierda) y diagrama T-S ciclo Rankine (derecha) [27]	44
Figura 29: Ciclo Rankine utilizado en una central termosolar de torre central [39]	45
Figura 30: Esquema central de torre con un ciclo combinado [23]	46
Figura 31: Central termosolar híbrida de ciclo combinado [29]	50
Figura 32: Ubicación fábrica de baterías, Exponavalmodal, Navalmodal de la Mata (Google Maps)	54
Figura 33: Diagrama para el cálculo de la potencia a instalar y su superficie de ocupación (elaboración propia)	55
Figura 34 : Plano de posible ubicación teniendo en cuenta restricción de radio de 10 Km (Google Maps)	56
Figura 35: Mapa de las zonas LIC y ZEPA de Extremadura [36]	57
Figura 36: Mapa de las de áreas protegidas de Extremadura [36]	59
Figura 37: Emplazamiento seleccionado para la construcción de la central termosolar de torre (Google Maps)	61
Figura 38: Radiación solar directa mensual en kWh por unidad de superficie para 2020 (PVGIS)	62
Figura 39: Radiación solar por unidad de superficie en julio de 2020 (PVGIS)	64
Figura 40: Radiación solar por unidad de superficie en diciembre de 2020 (PVGIS) ...	64
Figura 41: Datos climáticos introducidos en SAM (SAM)	72
Figura 42: NPV en función del múltiplo solar y FLH de almacenamiento (SAM)	73
Figura 43: NPV en función del PPA (elaboración propia)	74
Figura 44: IRR en función del PPA (elaboración propia)	74
Figura 45: Análisis de sensibilidad energética (elaboración propia)	75
Figura 46: Parámetros de diseño introducidos (SAM)	76
Figura 47: Esquema de la central termosolar de torre central (SAM)	77
Figura 48: Esquema de la disposición de los heliostatos y de sus dimensiones [SAM]	78
Figura 49: Dimensiones del receptor (SAM)	79
Figura 50: Parámetros establecidos para el diseño del ciclo de potencia (SAM)	79
Figura 51: Análisis de sensibilidad energética (elaboración propia)	81

Figura 52: Proceso de generación de energía y descarga del sistema de almacenamiento durante un día del año (SAM)..... 82

Figura 53: Gráfico circular inversión capital por secciones (elaboración propia)..... 95

Figura 54 : Resultados para la simulación de torre central (SAM) 97

Figura 55 : Gráfico de los flujos de efectivo (SAM) 97

Figura 56 : Áreas con elevado peligro de incendios y lugares donde se han registrado incendios anteriormente (CORINE 2006) 106

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1:Radiación solar en el emplazamiento en el año 2020.....	63
Tabla 2:Condiciones del punto de diseño en Navalmoral de la Mata.....	65
Tabla 3: Inversión capital por secciones	94

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1	68
Ecuación 2	68
Ecuación 3	69
Ecuación 4	69
Ecuación 5	70

DISEÑO Y ANÁLISIS DE UNA
CENTRAL TERMOSOLAR DE TORRE
CENTRAL

DOCUMENTO N°1: **MEMORIA**

1 Objeto y alcance

Este Trabajo Fin de Grado se centra en el diseño y simulación de una planta de generación de energía eléctrica mediante la concentración de energía solar para satisfacer las necesidades de autoconsumo de una fábrica de baterías de litio, Envisión AESC, específicamente basada en la tecnología de torre central e incluyendo un sistema de almacenamiento.

Se utilizará el software System Advisor Model (SAM) para llevar a cabo la simulación y análisis detallado de los distintos componentes de la planta. En ese sentido, y con el fin de alcanzar los objetivos del del trabajo, se han establecido una serie de tareas fundamentales a realizar. En primer lugar, se busca adquirir una comprensión profunda del funcionamiento de una planta solar de concentración de torre central, lo que servirá como base esencial para el diseño posterior. Posteriormente, se analizará la influencia de diversos factores críticos, tales como los diferentes fluidos de almacenamiento, la capacidad de almacenamiento y el múltiplo solar de la planta, evaluando su efecto en el rendimiento global del sistema. Por último, se optimizarán estas variables, con el propósito de lograr una producción de energía con el menor coste posible en la planta diseñada, contribuyendo así a la eficiencia económica y sostenibilidad del proyecto. Este enfoque integral busca no solo abordar la complejidad técnica del diseño, sino también maximizar la viabilidad económica de la planta de concentración solar propuesta.

2 Introducción

2.1 Motivación. El problema energético

La urgencia de abordar la crisis climática se ve respaldada por un panorama global desafiante. El informe *Renewables 2023* de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) advierte que el 80% de las emisiones de CO₂ para el año 2035 provendrán de la actual economía industrial, subrayando la necesidad crítica de acciones decisivas. Esta acumulación constante de CO₂, principalmente derivada de la quema de combustibles fósiles, ha generado un aumento notable de la temperatura, contribuyendo al deshielo de los casquetes polares y eventos meteorológicos extremos.

La situación se agrava, según el sexto informe de evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), con consecuencias adversas para la población mundial, especialmente en África, enfrentando amenazas como la escasez de agua, inundaciones y contaminaciones ambientales, lo que podría resultar en aproximadamente 150,000 muertes adicionales anuales.

Paralelamente, el incremento esperado en los precios del petróleo y el gas natural en las próximas dos décadas, junto con la creciente preocupación por la seguridad en el suministro, subraya la necesidad de un cambio en el paradigma energético. A su vez, la disminución de la participación de la energía nuclear en la mezcla eléctrica global y la tendencia a alejarse de ella tras eventos catastróficos indican una transformación en el panorama energético mundial.

La trascendental cumbre climática de Naciones Unidas en Dubái (COP28), que contó con la participación de casi 200 países, marcó un hito al decidir poner fin a la dependencia de los combustibles fósiles. La resolución adoptada en la COP28 refleja un compromiso colectivo hacia una transición energética hacia fuentes renovables y limpias, apuntando a frenar el cambio climático y sentando las bases para un nuevo paradigma de

generación de energía más sostenible y menos contaminante. Este movimiento es esencial para abordar los desafíos actuales y futuros relacionados con la crisis climática.

2.2 Consumo energético mundial

La energía desempeña un papel fundamental en los intereses sociopolíticos de los países y configura la geopolítica mundial. Cada nación enfrenta el desafío de proveer electricidad y combustibles para el transporte e impulsar el desarrollo industrial de su población. Sin embargo, debido a la diversidad natural de los recursos energéticos, no todos los países tienen acceso a las mismas fuentes. Esto lleva a que muchas naciones se vean obligadas a importar tanto combustibles fósiles como electricidad de redes externas para satisfacer sus necesidades energéticas.

De acuerdo con el *Statistical Review of World Energy 2023* [1] desarrollado por la empresa BP, el consumo global de energía primaria registró un récord histórico en el año 2022 con más de 600 Exajulios. Esta cifra cuadruplica el consumo global energético registrado en 1965, año en el que se inician los datos del mencionado informe de revisión.

Este crecimiento no es equitativo, tal y como se muestra en la Figura 1, sino que se divide en función de las economías [1]. En el caso de las economías de renta alta y media de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico, (OCDE) alcanzaron su nivel máximo de demanda de energía primaria hace quince años. Desde el año 2007 la demanda de los países miembros de la OCDE ha descendido un 3,4% en términos absolutos, en tanto que en el resto del mundo ha aumentado casi sin parar durante ese mismo periodo, debido principalmente al desarrollo de países como China o India y a regiones de África, Oriente Medio y el Sudeste Asiático.

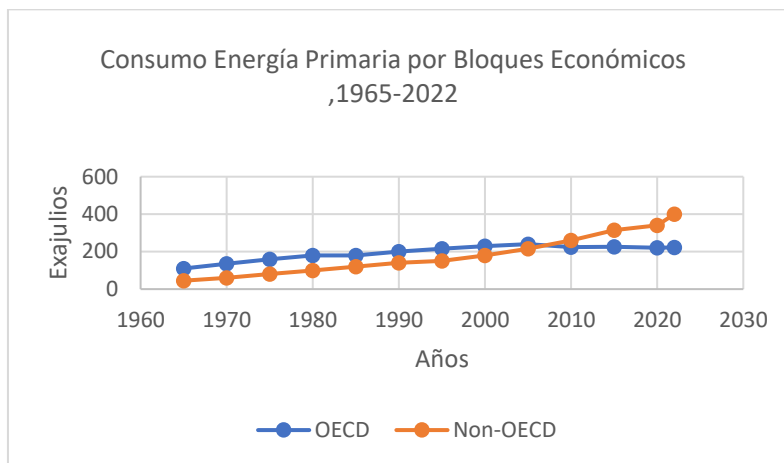


Figura 1: Consumo de energía primaria por bloques económicos desde 1965 hasta 2022 (elaboración propia)

La demanda mundial de combustibles fósiles se encuentra actualmente en su punto más alto, siendo el petróleo la energía fósil más consumida en 2022. El carbón y el gas individualmente tienen una demanda récord. Teniendo en cuenta la guerra en curso en Ucrania y la restricción de Rusia de sus exportaciones por gaseoductos, el Gas Natural Licuado (GNL) ha tomado la delantera en el volumen total de comercio interregional, ahora liderado por Estados Unidos [1].

Según la Agencia Internacional de Energía (*World energy outlook 2023*) [2], 2023 será el año de mayor expansión de las energías renovables a nivel global. De acuerdo con dicho organismo, la capacidad de potencia de las renovables se incrementará en un récord de 440 GW a lo largo de 2023, empujadas como método de reemplazo ante la subida de costes de los hidrocarburos, que se produjo a raíz de la guerra en Ucrania.

China explicará el 55 por ciento de la adición de renovables este año. También se destaca el avance del sector en los Estados Unidos y la India. En total, para finales de año la potencia instalada de renovables igualará a la potencia total que tienen Alemania y España. Las adiciones de potencia en energía fotovoltaica explicarán dos tercios del aumento total de las renovables previsto para este año, según la IEA. De modo que esta fuente eléctrica es la que más crece a nivel mundial, traccionada por la continua caída en los precios de los paneles solares fotovoltaicos.

La inclinación hacia políticas que respaldan opciones energéticas con bajas emisiones se ve respaldada por las tendencias de costes. La extracción de petróleo y gas se vuelve cada vez más costosa, a la par que los costes asociados con las energías renovables y las tecnologías de uso final más eficientes continúan disminuyendo.

En la Figura 2 se muestra la procedencia primaria de la energía consumida en el mundo según IEA. En ella se aprecia como los combustibles fósiles siguen siendo la principal fuente de energía primaria (79,2%), seguidos de los biocombustibles y Residuos Sólidos Urbanos (10,7%), la energía nuclear (4,9%), la hidráulica (2,5%) y finalmente el resto de las fuentes de energía, compuestas por energías renovables (2%).

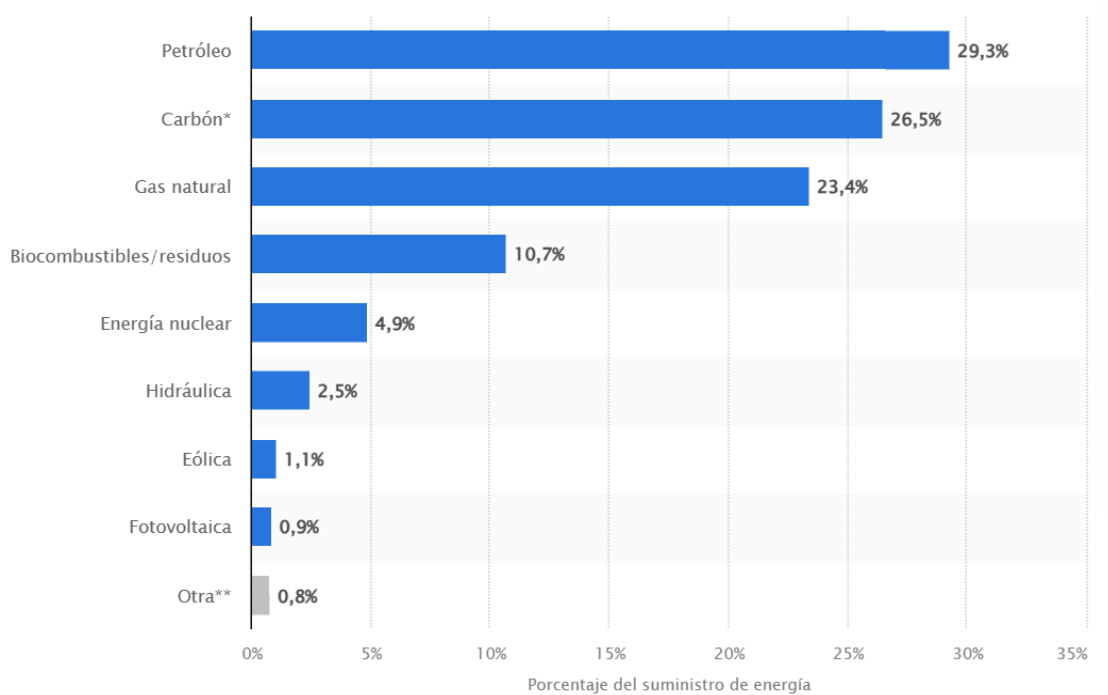


Figura 2: Procedencia primaria de la energía consumida a nivel mundial [4]

2.3 Consumo energético de España

A lo largo de su historia, España ha enfrentado una notoria escasez de recursos energéticos, principalmente en términos de combustibles fósiles. Este desafío se ha traducido en una marcada dependencia de fuentes energéticas externas, generando una situación de déficit significativo. De acuerdo con los datos más recientes de Eurostat en

su informe *Annual activity report 2021* [3], en el año 2021, el grado de dependencia energética exterior en España alcanzó aproximadamente el 69.1%, tal y como se muestra en la Figura 3. En otras palabras, cerca de dos tercios de la energía primaria consumida en el país fueron importados, lo que resultó en un nivel de autoabastecimiento del 31%.

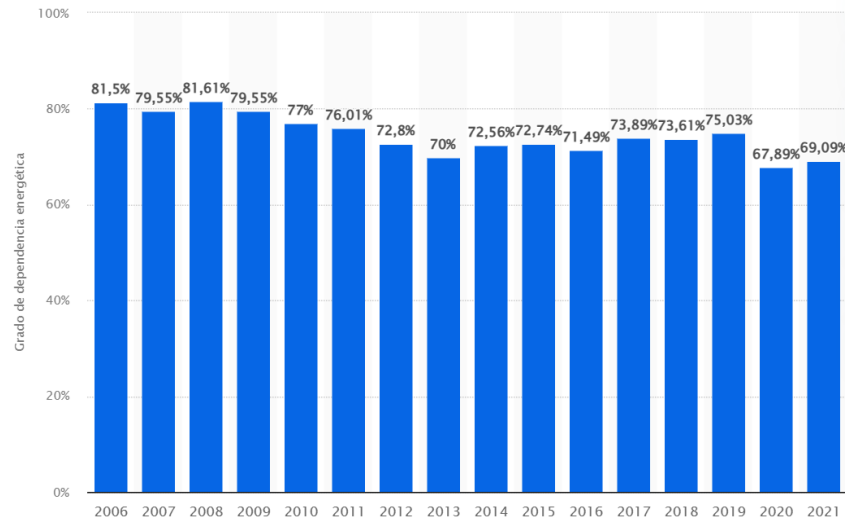


Figura 3: Grado de dependencia energética de España [4]

De acuerdo con Red Eléctrica de España (*Informe del sistema eléctrico español 2022*) [5], la demanda de energía eléctrica se redujo un 2,4% en 2022. Concretamente, esta pasó de los 256.546 gigavatios hora (GWh) registrados en 2021 a alrededor de 250.420. En lo que a la producción de electricidad se refiere, las centrales nucleares fueron responsables del 20,3% del total. A pesar de ello, cuenta tan sólo con la quinta mayor potencia eléctrica instalada en España, lo que deja a la energía nuclear muy por detrás de tecnologías como la eólica (25,2%), siendo incluso superada ya por la hidráulica (14,4%). Actualmente, siguen produciendo energía eléctrica seis centrales nucleares en España. En 2022, sus reactores en activo generaron casi 58.600 GWh. Las centrales de Ascó I (Tarragona) y Almaraz I (Cáceres) fueron las que más electricidad generaron, con más de 8.700 GWh en cada caso. Ahora bien, es la valenciana de Cofrentes la que lidera en cuanto a potencia bruta.

En 2022, las importaciones de crudo a España (Figura 4) ascendieron a cerca de 63,6 millones de toneladas, lo que supuso un notable incremento con respecto a los dos años anteriores, que se habían visto reducidas a causa de la pandemia. Los principales países exportadores de crudo al mercado español fueron, en este orden, Nigeria, Estados

Unidos y México. Con respecto a los productos petrolíferos en general, los gasóleos representaron más de la mitad de un consumo nacional que superó los 57,6 millones de toneladas. (*Informe Trimestral de Comercio Exterior, Tercer trimestre 2023*) [6].

Las importaciones de gas natural, por su parte, rozaron los 446.250 GWh, frente a los casi 415.630 GWh de 2021. Estados Unidos fue el principal país de origen, con Argelia y Nigeria en segunda y en tercera posición, respectivamente. El consumo nacional de gas natural decreció con respecto a 2021, elevándose a unos 363.710 GWh.

En cuanto al carbón, la Decisión 2010/787/UE del Consejo de la Unión Europea, de 10 de diciembre de 2010, estableció el 31 de diciembre de 2018 como fecha límite para el cierre de las explotaciones mineras no competitivas, de acuerdo con un plan de cierre autorizado por la Comisión Europea. Esto supuso el fin de la minería del carbón en España, aunque algunas centrales térmicas se siguen sirviendo de las importaciones para generar energía eléctrica. En todo caso, la electricidad generada con carbón representó menos del 3% en 2022 (*Informe del sistema eléctrico español 2022*) [5].

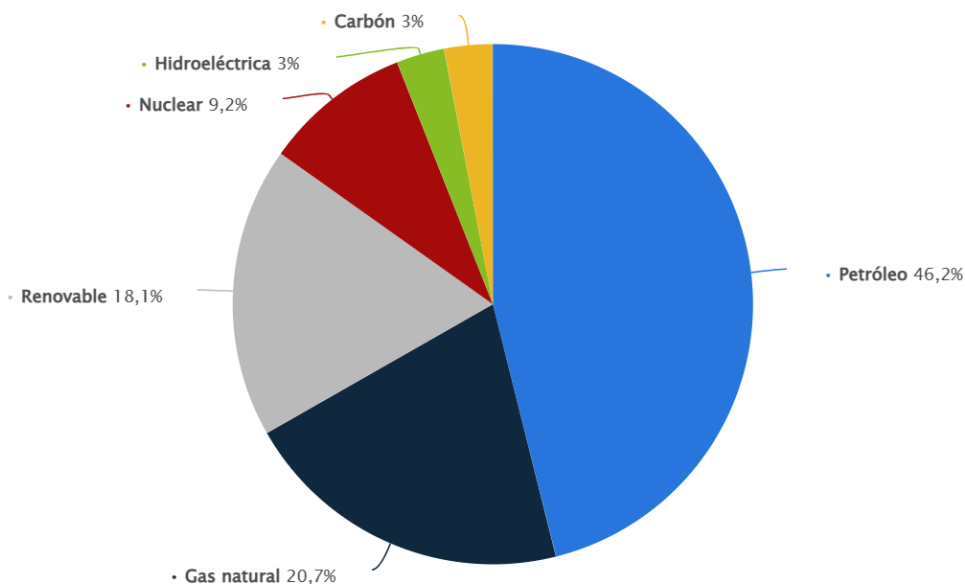


Figura 4: Consumo de energía primaria en España en 2022, por fuente energética (elaboración propia)

El consumo de energía renovable en España superó en 2022 por primera vez el exajulio, de acuerdo con datos de la empresa Energy Institute [1], lo que corresponde a alrededor de un 20,7% del consumo bruto final de energía. La energía de biomasa conforma la fuente de energía limpia más consumida a nivel nacional, por delante de la energía eólica y la hidráulica. La mayor parte de la energía renovable producida en España se utiliza en la generación de electricidad.

La electricidad procedente de fuentes de energía renovables en España se aproxima al 42% de la producción total. De esas fuentes, la energía eólica supone prácticamente el 53% seguidas de la energía hidráulica y a la energía solar fotovoltaica (Figura 5).

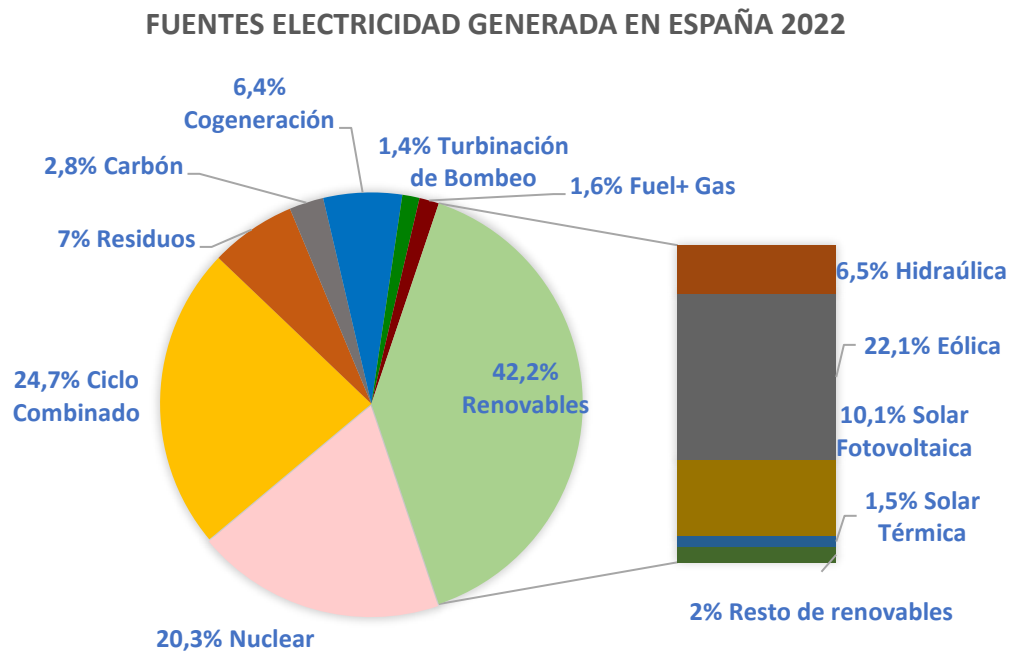


Figura 5: Fuentes de la electricidad generada en España en 2022 (elaboración propia)

El entorno energético en España en el año 2022 ha continuado avanzando en su transición con un incremento de potencia instalada (Figura 6) renovable del 9,1 % respecto al año anterior, lo que supone un aumento de 5.899 MW. Las instalaciones de energía renovable representan el 59,2 % del parque generador de energía eléctrica en España. Este incremento de potencia instalada renovable se ha debido, principalmente, al aumento de la potencia solar fotovoltaica que ha aportado 4.498 MW, consiguiendo

superar a la hidráulica, situándose en estos momentos como la tercera fuente de generación en el ranking con más potencia ya que supone el 16,6 % del total de potencia instalada nacional. La eólica ha aportado 1.400 MW adicionales a la nueva potencia renovable y se mantiene como la tecnología protagonista representando el 25,2 % del parque generador nacional. (*Informe del sistema eléctrico español 2022*) [5].

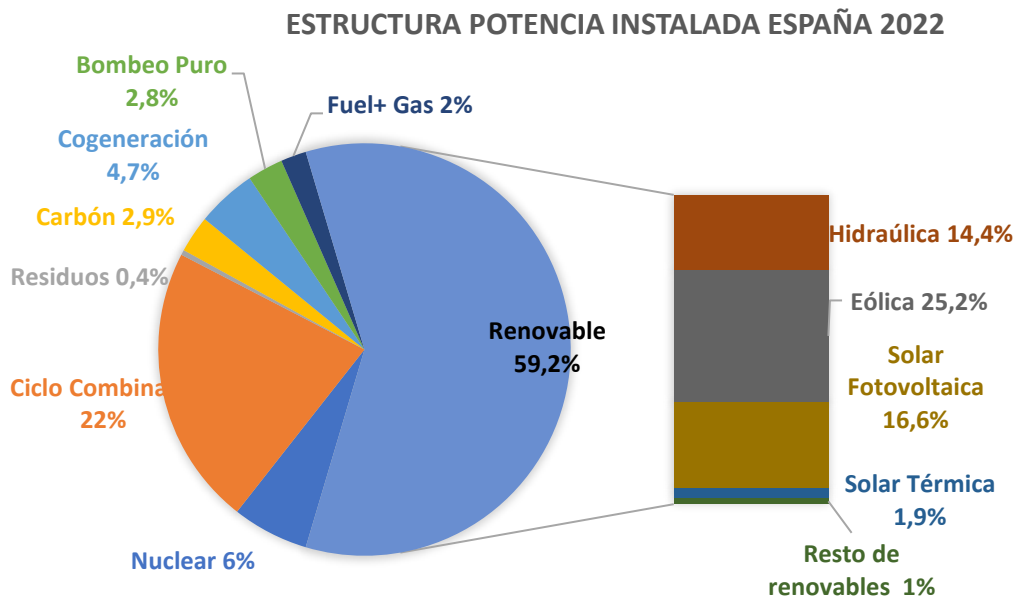


Figura 6: Estructura de la potencia instalada en España en el año 2022 (elaboración propia)

3. Fundamentos de la energía solar térmica de concentración

3.1. Introducción a la energía solar

La energía solar proviene de la radiación electromagnética generada por el Sol. Este tipo de energía tiene su origen en el interior del Sol donde debido a las elevadas presiones y temperaturas que superan los millones de grados, se producen continuas reacciones de fusión entre los núcleos de átomos de hidrógeno, dando lugar a la formación de átomos de helio.

La fusión nuclear en el Sol genera cantidades masivas de calor y energía, que se irradian al espacio en forma de ondas y partículas. Parte de esta radiación alcanza los planetas, entre ellos la Tierra. Aquí, la energía solar calienta la superficie terrestre, creando diferencias de temperatura que dan origen a los vientos y afectan el clima. Además, las plantas aprovechan esta energía mediante la fotosíntesis, convirtiéndola en energía química.

En última instancia, la mayor parte de las formas de energía que se conocen en la actualidad tienen su origen en la energía solar y su impacto en los procesos naturales de la Tierra.

El planeta recibe del sol una energía promedio de $3 \cdot 10^{17}$ kWh al año, equivalente a 4000 veces el consumo del mundo entero en un año ($7 \cdot 10^{13}$ kWh/año), lo cual indica la enorme potencia del Sol. Gracias a la tecnología actual, es posible aprovechar esta energía para la obtención de electricidad y calor, utilizada para abastecer tanto hogares como industrias. Se trata de una fuente energética económica, no contaminante y segura.

Según la manera de aprovechar la energía solar, esta se clasifica en dos tipos diferentes: la energía solar térmica y la energía solar fotovoltaica. A continuación, se

proporcionarán algunos datos sobre cada una de las dos formas de aprovechamiento de la energía solar. Posteriormente, se analizará más a fondo la energía solar térmica, ya que este trabajo se centra en evaluar su uso como medio para generar electricidad.

- **La energía solar fotovoltaica:** basada en la conversión directa de energía solar en electricidad mediante la utilización de dispositivos electrónicos, denominados celdas solares o fotovoltaicas (FV), que hacen uso de un proceso físico denominado efecto fotovoltaico. El dispositivo fotovoltaico por excelencia es la celda solar de silicio cristalino (material semiconductor), consistente esencialmente en un diodo que transforma la radiación solar en corriente continua (Figura 7).

Las celdas de silicio cristalino se fabrican utilizando láminas de este material, siguiendo una serie de pasos que implican la difusión de impurezas (principalmente fósforo) para formar la unión PN, la instalación de los contactos eléctricos frontal y posterior, y la aplicación de un revestimiento antirreflectante. En cuanto a las láminas, con un grosor de alrededor de 200 μm , se obtienen mediante el corte en la dirección transversal de lingotes monocristalinos o bloques policristalinos de silicio de alta pureza dopado con boro.

Las celdas se conectan en serie para formar módulos fotovoltaicos. Estos módulos, también conocidos como paneles solares, pueden alcanzar hasta 300 W_p, compuestos por cadenas de 72 celdas que operan a una tensión de aproximadamente 40 V. El sistema fotovoltaico se complementa con el Balance del Sistema (BOS), que incluye inversores, acumuladores, transformadores y cables, adaptándose a diversas aplicaciones y ubicaciones.

Es relevante señalar que los paneles fotovoltaicos suelen tener una vida útil de aproximadamente 30 años.

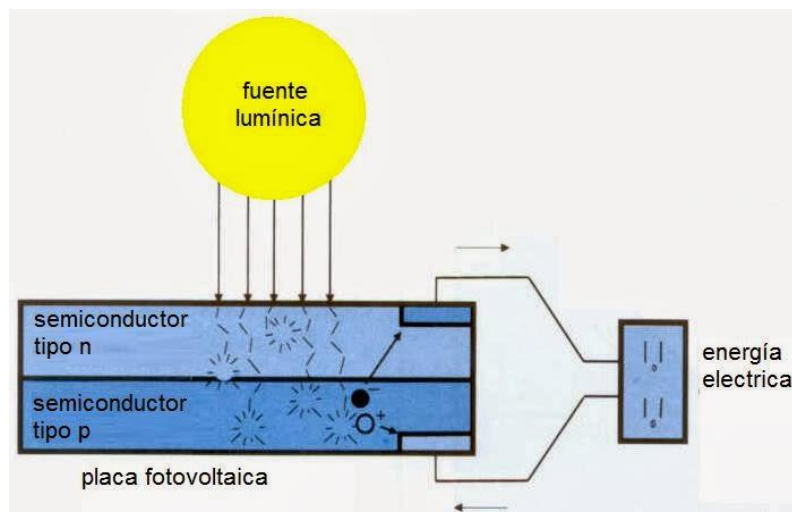


Figura 7: Funcionamiento panel fotovoltaico [7]

- **La energía solar térmica:** la energía solar térmica aprovecha la radiación solar para generar calor que puede ser empleado en distintas aplicaciones, entre ellas, la producción de electricidad. Para esta última aplicación, tal y como se reflejado en Figura 8, se utiliza un sistema de espejos o lentes que concentran la luz del sol en un punto o un receptor, aumentando su exergía y permitiendo calentar un fluido de transferencia térmica (HTF, de sus siglas en inglés) como agua o sales fundidas, cuya entalpía es explotada en un ciclo de potencia. Esta tecnología se denomina Energía Solar de Concentración (CSP de sus siglas en inglés). Se profundizará en este tipo de tecnología en los próximos apartados.

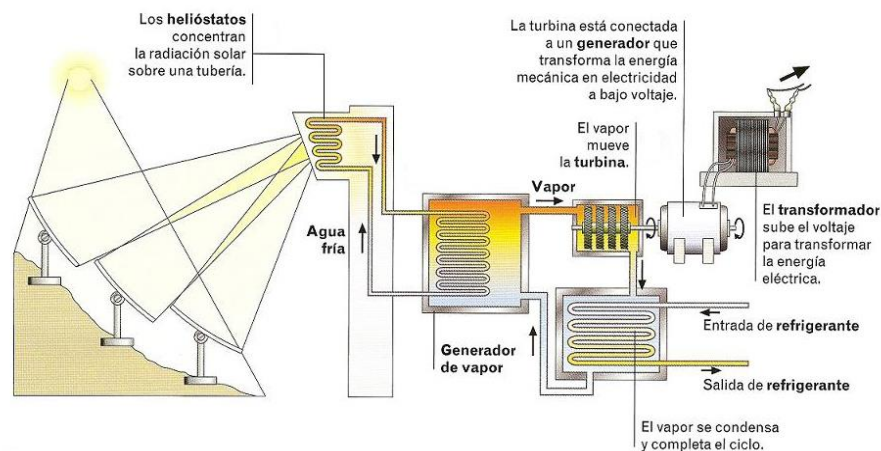


Figura 8: Diagrama de una central térmica de concentración [8]

3.2 Historia

La historia de la CSP no es reciente. A principios del siglo XVII, Salomon De Caux desarrolló un pequeño motor solar en 1615, empleando lentes de vidrio y un recipiente hermético con agua y aire. En 1774, Lavoisier y Joseph Priestley exploraron la teoría de la combustión mediante la concentración solar. Más tarde, en 1878, se presentó en la Exposición Universal de París una central solar con un concentrador parabólico conectado a un motor.

A pesar de la pérdida de interés en la energía solar en el siglo XX debido a avances en motores de combustión interna y la disponibilidad de combustibles fósiles, la primera planta CSP se instaló en Al Meadi (Egipto) en 1913 para bombear agua. En los años 60, el resurgimiento del interés en energía solar, impulsado por la fotovoltaica para programas espaciales, llevó al desarrollo de la CSP. Durante los años 70, la crisis del petróleo impulsó la investigación y desarrollo en CSP, y se construyeron plantas piloto. Las primeras plantas comerciales operaron en California (EE. UU.) entre 1984 y 1991.

Sin embargo, la caída de los precios del petróleo y gas en la década de 1990 afectó el apoyo gubernamental a la CSP. El interés renació en 2006, especialmente en España y Estados Unidos, gracias a medidas gubernamentales como tarifas de alimentación y políticas que requerían cuotas de energía solar. La capacidad global instalada de CSP alcanza en la actualidad los 2,304GW.

3.3 Ventajas De La Energía Solar Térmica

La energía solar térmica, como energía renovable y limpia, ofrece las ventajas de estas en relación con el cambio climático y la seguridad energética. Sin embargo, una gran ventaja tecnológica con la que otras energías renovables no cuentan es que la energía solar térmica es almacenable. Esto la convierte en un recurso gestionable y con un mayor nivel de adaptación a la demanda que el resto de renovables. También cabe destacar la posibilidad de hibridación de las centrales de CSP con otras tecnologías como la biomasa, fotovoltaica, o eólica.

3.4 Principales tecnologías

La radiación solar que alcanza la Tierra se divide en dos componentes: la radiación solar directa y la difusa. La irradiancia directa normal es crucial para la generación de energía solar concentrada, representando la cantidad de irradiancia solar que llega perpendicularmente a una zona. Por lo tanto, las ubicaciones óptimas para la generación de Energía Solar Térmica Concentrada son aquellas con altos niveles de irradiancia directa normal, principalmente entre las latitudes aproximadas de 15° y 40° en ambos hemisferios y en áreas elevadas. Regiones como Chile, Perú, el norte de México y el suroeste de EE. UU. en América; zonas occidentales de Australia; el sur y el norte de África; algunas áreas mediterráneas; Oriente Medio; el noroeste de la India y el oeste de China en Asia, destacan por su gran potencial para la CSP.

La energía solar concentrada se basa en la concentración de la radiación solar directa que llega a una determinada área de la superficie terrestre, en un área mucho menor, para generar energía térmica a altas temperaturas (entre 500 y 1000°C), que luego se convierte en energía eléctrica.

Una planta CSP típica consta de tres subsistemas principales: el campo de colectores solares, el receptor solar y el sistema de conversión de potencia, como se muestra en la Figura 9. También es posible agregar sistemas de almacenamiento para mejorar el rendimiento y el factor de capacidad. El receptor solar absorbe la radiación solar concentrada de los colectores y la transmite al HTF, que alimenta un sistema de conversión de potencia con calor de alta temperatura. El transporte de fluidos conecta los subsistemas. Los colectores cilindro-parabólicos (PTC), las plantas de torre, también conocidas como plantas de receptor central (CR), los reflectores lineales Fresnel (LF) y los colectores de disco parabólico son las cuatro familias CSP que existen en función de los dos subsistemas solares principales, el colector y el receptor. Se clasifican de acuerdo con la forma de concentrar la radiación y la tecnología del receptor.

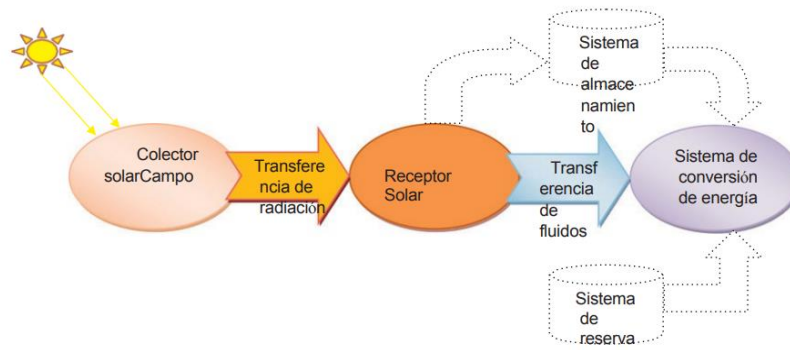


Figura 9: Diagrama de flujo típico de una CSP [10]

Cada tecnología de CSP ofrece una variedad de opciones para la disposición del campo solar, el sistema de seguimiento, el tipo de receptor, el HTF, la tecnología de almacenamiento y el sistema de conversión de energía. Más adelante se comentaran todas estas opciones.

3.4.2 Colectores cilíndrico-parabólicos (PTC en inglés)

Los colectores cilíndrico-parabólicos se componen de un concentrador con forma de parábola que refleja la luz solar hacia un tubo concentrador ubicado en la línea focal del receptor. El fluido de trabajo que circula por el tubo se calienta, convirtiendo la radiación solar en calor. El soporte del concentrador, generalmente metálico, incluye un sistema de seguimiento solar de un solo eje que permite la construcción de módulos de hasta 12 metros de longitud (Figura 10). Estos colectores pueden alcanzar temperaturas del fluido térmico de hasta 400°C.

Para la reflexión, se utilizan películas de plata o aluminio depositadas sobre un soporte, mayormente de cristal, que proporciona la rigidez necesaria al concentrador. Esta configuración se protege comúnmente con una capa de cobre y otra de pintura epoxi.

El tubo absorbedor es crucial para el rendimiento del CCP y consta de dos tubos concéntricos: uno interior metálico por donde circula el fluido de trabajo y otro exterior de cristal. Entre ambos tubos se crea un vacío para reducir las pérdidas por convección. El tubo metálico cuenta con un recubrimiento selectivo, diseñado para optimizar su rendimiento en la región del espectro solar, abarcando la luz visible e infrarroja cercana.

Este recubrimiento proporciona una alta absorptividad (aproximadamente 94%) y baja emisividad (alrededor del 15%). El tubo exterior tiene la función de reducir las pérdidas térmicas por convección y proteger el recubrimiento selectivo de las condiciones meteorológicas. A menudo, lleva un tratamiento antirreflejante para aumentar la transmisividad y, por ende, el rendimiento óptico del colector.

El fluido de trabajo suele ser aceite térmico, aunque también se emplean fluidos que alcanzan mayores temperaturas, como sales fundidas y agua-vapor. Esto facilita el desarrollo de tecnologías que se centran en la generación directa de vapor en los colectores, eliminando la necesidad de un fluido intermedio y el intercambiador de calor, lo cual puede reducir costes y mejorar la eficiencia global de la instalación.

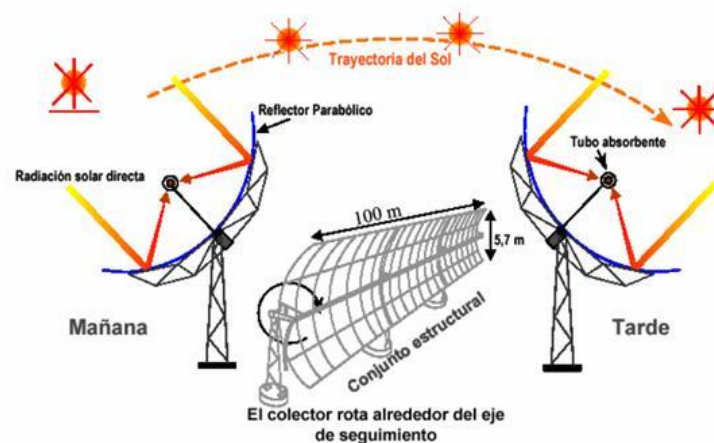


Figura 10 : Diagrama colector cilíndrico-parabólico [14]

El sistema de seguimiento del colector es esencial para captar la máxima radiación solar posible. El colector puede alinearse en la dirección Este-Oeste, siguiendo al Sol de Norte a Sur, o en la dirección Norte-Sur, siguiendo al Sol de Este a Oeste. Este sistema puede ser mecánico, especialmente para colectores de mayor tamaño, o eléctrico-electrónico.

Este tipo de tecnología permite la instalación de un sistema de almacenamiento térmico por medio de tanques de grandes dimensiones en los que se almacenan sales fundidas, permitiendo que la planta continúe su producción entre 7 y 15 horas tras haberse puesto el sol. Dado que la temperatura de solidificación de las sales fundidas ronda los

260 °C, debe instalarse un sistema de calefacción que asegure la temperatura de las sales por encima de dicha temperatura, tanto en los tanques como en las conducciones hasta el bloque de potencia.

3.4.3 Plantas de torre (SPT siglas en inglés) o de receptor central (CR)

Esta tecnología es, después de las centrales CCP, la más madura desde el punto de vista comercial y tecnológico.

En este tipo de centrales, representada en la Figura 11, se tiene una serie de espejos móviles llamados helióstatos, que van siguiendo al sol durante el día para reflejar la radiación solar hacia una torre central en donde se encuentra un receptor. En su funcionamiento más habitual, en el receptor se transfiere toda esta energía térmica a un fluido que es conducido hacia un generador de vapor, en el cual se transfiere calor a un segundo fluido (generalmente agua) para convertirlo en vapor. Este vapor llega hasta una turbina para transformar su energía en energía mecánica que se transformará en electricidad en el alternador.

Según la tecnología elegida, el fluido de trabajo de este tipo de centrales puede ser vapor de agua, sales fundidas u otras alternativas, como aceite térmico, aire o CO₂ supercrítico. La temperatura del receptor puede llegar hasta los 500°C y 1000°C. En el caso de las que utilizan el vapor de agua, este es el que mueve directamente la turbina, en cambio en los demás fluidos, el calor se tiene que transferir al ciclo a través de un intercambiador. Próximamente se profundizará sobre este tipo de centrales térmicas puesto que el presente trabajo trata sobre la instalación de una central de esta tecnología.

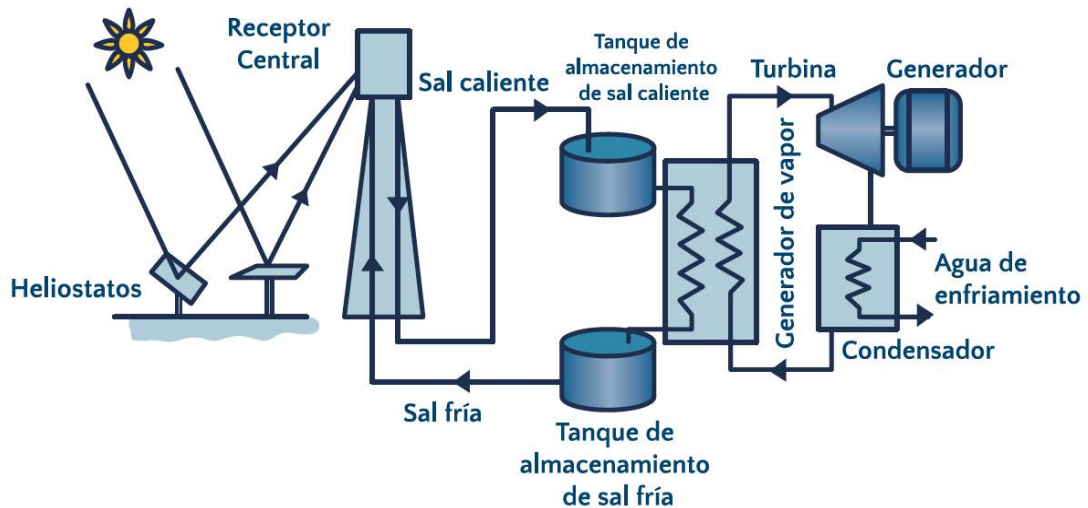


Figura 11: Esquema de una central de torre [20]

En cuanto al almacenamiento de energía térmica, en la actualidad casi todas las centrales comerciales acumulan energía mediante dos tanques de sales fundidas. Así, la mayoría de las plantas comerciales actuales de SPT emplean dos fluidos de trabajo: sales fundidas como HTF y para el TES, y vapor sobrecalentado para el ciclo Rankine.

3.4.4 Colectores lineales Fresnel (LFR en inglés)

Esta tecnología al igual que los colectores cilindro parabólicos concentra la radiación normal directa en un foco lineal. Para llevar a cabo la concentración se utiliza una serie de espejos reflectores delgados y planos, que concentran la irradiación normal directa en un tubo fijo en el cual se calienta el fluido de trabajo (Figura 12). Los espejos se ubican en un terreno plano y utilizan un sistema de seguimiento individual en un eje para cada línea de espejos, simulando el efecto creado por una parábola.

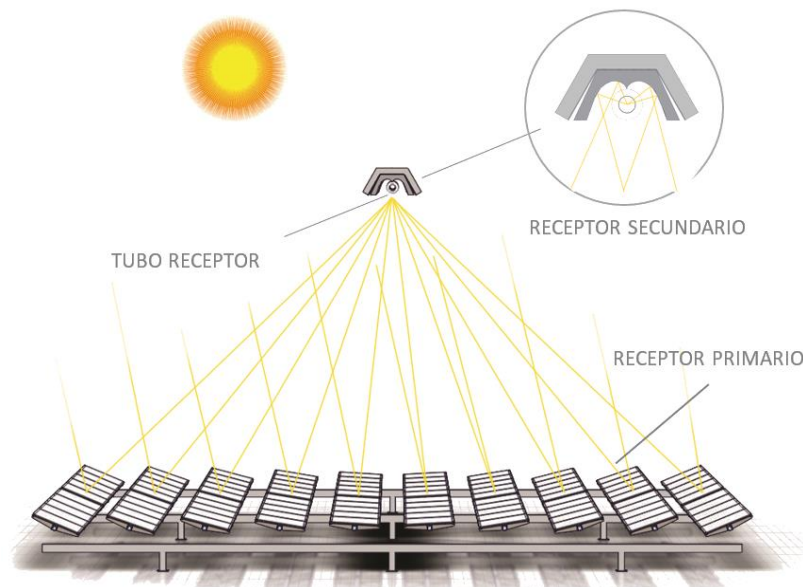


Figura 12: Esquema de un colector lineal Fresnel [17]

Los colectores lineales Fresnel poseen temperaturas de trabajo en un rango entre los 300°C y 400°C al operar con aceite térmico como fluido de trabajo, temperaturas muy similares al caso de los colectores cilindros parabólicos. También pueden operar utilizando sales fundidas lo que eleva su temperatura de trabajo a un rango cercano a los 500°C.

Algunas de las características más destacadas y favorables de esta tecnología incluyen su bajo coste y la simplicidad en su construcción. Esto se debe a que utiliza un receptor fijo y un sistema de conductos sin uniones móviles, lo que brinda mayor flexibilidad en la elección del fluido de transferencia térmica.

En comparación con los colectores cilindro-parabólicos, los reflectores Fresnel capturan un 30% menos de radiación solar incidente para una misma área de recolección. Esto conduce a una eficiencia de conversión de energía alrededor del 18%, resultado de la fijación del receptor en un punto y el seguimiento solar a un eje con un plano horizontal que implica mayores pérdidas cosenoidales. A pesar de esta diferencia en eficiencias, los ahorros en costes de materiales, junto con la simplicidad operativa, hacen que el ahorro total sea considerablemente mayor que la reducción en el rendimiento.

En un sistema de captación solar con colectores Fresnel, los componentes fundamentales incluyen una estructura metálica encargada de fijar y sostener los reflectores. En comparación con los colectores cilindro-parabólicos, la carga de viento tiene una importancia reducida, y los requisitos del terreno son menores, proporcionando así una ventaja significativa en términos de simplicidad y costes de construcción.

El reflector primario, que refleja la radiación solar hacia el tubo absorbedor y el reflector secundario, presenta la ventaja de ser recto, lo que contribuye a una construcción más económica. Sin embargo, este diseño lineal genera sombreado entre los reflectores, resultando en una disminución del rendimiento del sistema del 25% al 30%, especialmente durante las transiciones del día al amanecer y al atardecer.

Dado que el reflector primario refleja la radiación en un plano en lugar de una única línea donde se encuentra el tubo absorbedor, se hace necesario incorporar un reflector secundario. Este componente es esencial para asegurar que toda la radiación se focalice adecuadamente sobre el tubo absorbedor, optimizando la eficiencia del sistema.

El tubo absorbedor, ubicado a una altura típicamente entre 10 y 15 metros, desempeña la función de recibir la radiación de los reflectores primario y secundario. Calentando el tubo, se facilita la transferencia de calor al fluido caloportador.

El sistema de seguimiento se lleva a cabo a un solo eje, ajustándose según el ángulo de la altura solar.

En cuanto al fluido caloportador, comúnmente se emplea para la generación directa de vapor, mejorando la eficiencia del proceso en comparación con los colectores cilindro-parabólicos. Generalmente suele ser aceite, circulando a temperaturas entre 70°C y 300°C. La ventaja adicional de este fluido es que la expansión del vapor saturado evita la zona de vapor húmedo conduciendo a la zona de vapor sobrecalentado.

3.4.5 Discos parabólicos (PD por sus siglas en inglés)

Esta tecnología se basa en la utilización de un concentrador parabólico único con un diámetro considerable. A través de un sistema de seguimiento de dos ejes, este concentrador enfoca la radiación solar incidente en su área de apertura hacia la región focal del paraboloide. En este punto focal, se coloca un receptor encargado de convertir la energía solar en calor mediante un motor Stirling, utilizando un fluido térmico que circula a través de él (Figura 13). Los fluidos más comúnmente empleados debido a sus excelentes propiedades de transmisión de calor son el helio y el hidrógeno, aunque también se puede utilizar nitrógeno y aire. Este proceso puede alcanzar temperaturas de hasta 1500°C.

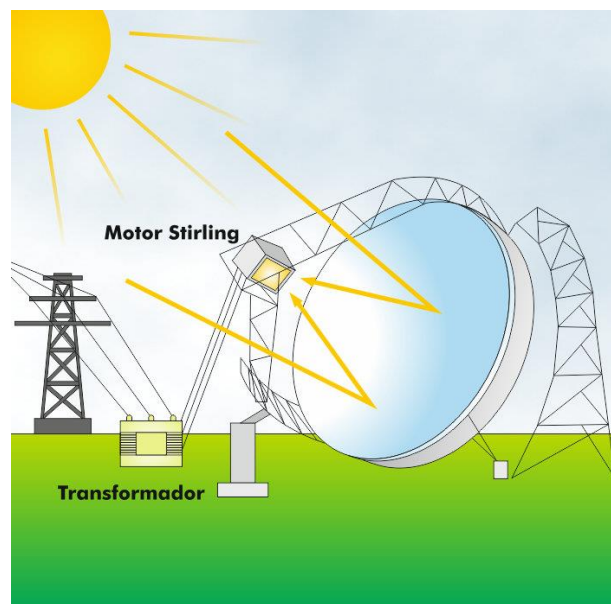


Figura 13 : Esquema disco parabólico [24]

Los componentes fundamentales de un sistema de captación con discos parabólicos son:

- Concentrador parabólico: su función es la de reflejar la radiación solar directa sobre un punto, en el cual se sitúa el motor Stirling. La eficiencia del motor Stirling depende de la temperatura, de modo que se necesita concentrar mucho la radiación para lograr una alta temperatura.

- Sistema de seguimiento solar: dado que se desea la radiación solar directa en un punto, necesitaremos un sistema de seguimiento solar a dos ejes, cenital y acimutal.
- Receptores: se sitúa en el foco del concentrador, recibiendo la radiación reflejada por este, elevando la temperatura del fluido de trabajo. Podemos encontrar diferentes tipos de receptores.
 - Receptor de tubos iluminados: el fluido de trabajo del motor, He o H₂, circula por el interior. Cuenta con una desventaja que es que tiene un rendimiento variable debido a un perfil de radiación irregular.
 - Receptor de reflujo: emplea un fluido intermedio en la transferencia de calor, metal líquido: Na. Absorbe las variaciones de radiación con lo que tiene un funcionamiento más estable.

Según la duración diaria de operación, los receptores se clasifican en dos grupos. Algunos son de tipo solo-solar, capaces de operar únicamente durante las horas en las que el sol está presente, mientras que otros son de tipo híbrido. Estos últimos cuentan con un quemador de gas para funcionar en momentos en los que la radiación solar no es suficiente.

- Motor Stirling: se trata de un motor de combustión externa que opera entre un foco caliente, el receptor, y un foco frío, la atmósfera. Cuenta con dos pistones unidos a un cigüeñal al que se le acopla un generador eléctrico. Este motor es capaz de transformar la energía calorífica del fluido térmico en electricidad mediante un proceso cíclico de compresión y expansión del fluido de trabajo, lo que resulta en el movimiento de un pistón. También existe la posibilidad de instalar de un circuito que transporte el fluido térmico desde varios discos parabólicos hasta una planta de potencia convencional. Sin embargo, esta alternativa se utiliza raramente debido a las considerables pérdidas térmicas asociadas con el transporte del fluido.

El disco parabólico equipado con un motor Stirling presenta notables ventajas, siendo considerado el colector solar más eficiente en la actualidad, con un radio de concentración que oscila entre 600 y 2000. Esta tecnología exhibe alta modularidad y autonomía, ya que puede operar de manera independiente y puede integrarse en sistemas más extensos. A pesar de su enorme potencial a largo plazo, la limitación en cuanto a su potencia unitaria, que no supera los 25 kW, la convierte en la única tecnología recomendada para generación a pequeña escala.

3.5. Proyectos comerciales de CSP en España

España es uno de los países dentro de la unión europea con mayores horas de sol. Esto contribuye a que las centrales termosolares tengan una gran cabida, por ello España es hoy líder mundial en tecnología termosolar, tanto en potencia instalada como en capacidad tecnológica. Las empresas nacionales del sector solar termoeléctrico están comenzando a participar en grandes proyectos en distintos países como Estados Unidos, China o India.

Actualmente España cuenta con 50 centrales termosolares. Según datos de REE (*Informe del sistema eléctrico español 2022*) [5]. Hay 12 en Badajoz, 11 en Sevilla, 7 en Ciudad Real, 6 en Córdoba, 5 en Cáceres, 3 en Granada, 2 en Cádiz, 2 en Murcia, 1 en Alicante y 1 en Lérida. Desde el 1 de enero hasta el 31 de octubre de 2023 la generación de energía termosolar asciende a 4491 GWh. Los últimos datos de REE, informan que en diciembre de 2023 la potencia instalada en España de plantas termosolares es de 2304 MW. A continuación, se mencionan algunos datos sobre algunas de las centrales solares más representativas de España.

– GEMASOLAR

Gemasolar (Figura 14) es una central termosolar de 19,9 MWe con receptor central de sales fundidas de 120 MWt en Fuentes de Andalucía, Sevilla. Tiene un campo solar de 310.000 m² de espejo, sistema de almacenamiento térmico en tanques de sales para 15 horas de generación, una turbina de vapor de 3 niveles de presión y una torre con 140m de altura [24]. Fue construida entre 2008 y 2011.

Es la primera planta comercial en el mundo con tecnología de receptor de torre con sales fundidas a alta temperatura y almacenamiento térmico de muy larga duración. Gemasolar es capaz de suministrar 80 GWh al año y reducir en más de 28.000 toneladas al año las emisiones de CO₂.



Figura 14: Central termosolar Gemasolar, Sevilla [24]

– PS10 Y PS20

Abengoa construyó en Sanlúcar la Mayor (Sevilla) la Plataforma Solúcar, el conjunto de instalaciones solares más grande del mundo. Las centrales PS10 y PS20 comparten tecnología, son centrales de campo de helióstatos y receptor central de vapor saturado. Se diferencian en el tamaño de la potencia instalada.

La PS10 entró en funcionamiento a finales de marzo de 2007, y es la primera central comercial de receptor central. Es una central de electricidad, con una turbina de vapor con su correspondiente alternador, de 11 MW. La parte solar de esta central consta de un campo de helióstatos con 624 unidades de 120 m², lo que significa casi 75.000 m² de espejos que redirigen y concentran la radiación solar directa recibida hacia un receptor que produce 52 MW de potencia térmica en condiciones nominales [25]. Este campo ocupa 55 hectáreas de terreno ligeramente ondulado al que se adaptan los helióstatos. El receptor, formado por 4 tubos absorbedores en los que se produce la evaporación parcial del agua de alimentación, se encuentra en la parte alta de una torre de 125 m. A diferencia de Gemasolar que cuenta con un campo envolvente, PS10 Y PS20, tienen un campo polar.

La generación de electricidad prevista es de 23,15 millones de kWh al año, por tanto 23,15 gigavatios/hora (GWh) anuales. La planta PS20, que dobla en potencia a la

PS10, comparte tecnología y conceptos. Ambas plantas disponen de un sistema de almacenamiento de 1 hora.

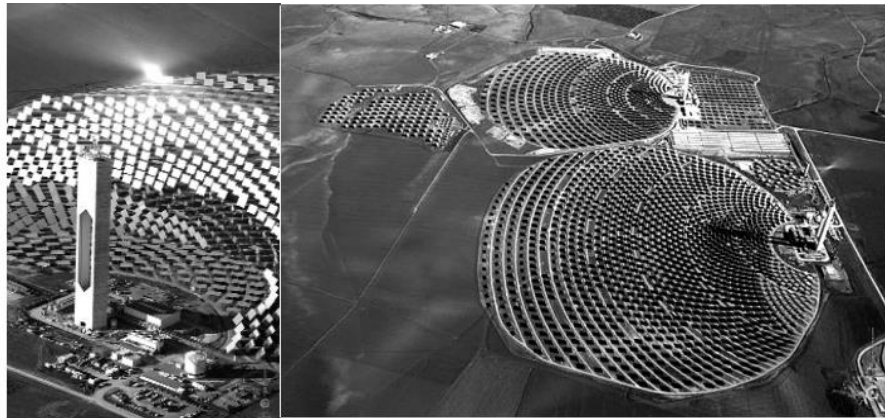


Figura 15: Plataforma Solúcar compuesta por las centrales PS10 Y PS20 [25]

La Plataforma Solúcar (Figura 15) consta de 300 MW, 50 MW de tecnología de torre, 250 MW obtenidos de colectores cilindro parabólicos a través de cinco plantas de 50 MW cada una y denominadas Solnova 1,3 ,4 ,5 y 6, 3 MW de solar fotovoltaica y 80 kW a partir de tecnología disco Stirling.

La superficie de captación de cada planta cilindro parabólica de 50 MW está formada por unos 300.000 m² de espejos en una superficie total de unas 115 hectáreas. La componen 90 lazos, cada lazo cuenta con 4 colectores. Un colector cilindro parabólico está compuesto por 12 módulos de 12,5 m de longitud y 5,76 m de apertura.

– ANDASOL

En diciembre de 2008 se conectó a la red la planta Andasol 1[26], la primera planta de colector cilindro parabólico que funciona en Europa a nivel comercial. Está ubicada en el municipio de Aldeire (Granada), al norte de Sierra Nevada, a 1.000 m de altitud, en un lugar de alto nivel de radiación solar directa y con abundante agua. Esta central ocupa una superficie de 195 hectáreas. La superficie de espejos del campo solar mide 510.120 m².

Los colectores cilindro parabólicos están dispuestos en 312 filas o lazos de colectores que están interconectados con tuberías. Las filas están dispuestas en dirección norte a sur y se orientan de este a oeste siguiendo la trayectoria del sol. Cada lazo está compuesto por dos unidades de colector, y cada una consta de 12 submódulos de 12 m de largo y 6 m de ancho. Cada submódulo lo componen 28 espejos y 3 tubos absorbentes. Esta instalación consta de 209.664 espejos parabólicos, 22.464 tubos absorbentes de 4 m cada uno, y 624 sensores solares.

Una parte del calor generado en el campo solar se almacena en sal fundida. Durante el día se calientan con la radiación del sol 28.500 toneladas de una mezcla de sales de nitrato de potasio y nitrato de sodio, que durante la noche o en días nublados, suministra el calor necesario para el funcionamiento de la central. La mezcla de sales líquidas (temperatura inicial aproximada de 290°C) absorbe calor adicional hasta alcanzar cerca de 390°C). El calor almacenado puede accionar la turbina de la central eléctrica durante unas 7,5 horas, por lo que, durante los meses de verano, estas centrales pueden funcionar casi las 24 horas del día. La capacidad del acumulador de calor es de 28.500 Tm de sal. Adicionalmente, esta central dispone de una caldera de gas natural que complementa los aportes térmicos.

El consumo anual de agua de una central eléctrica Andasol asciende a unos 870.000 metros cúbicos al año, y se produce principalmente en el proceso de enfriamiento del circuito de vapor, es decir debido a la evaporación de agua en las torres de enfriamiento. El consumo de agua se cubre principalmente a través de pozos ubicados directamente en el emplazamiento. Andasol 1 tiene una potencia instalada de 50 MW. Su funcionamiento a plena carga ronda las 3.500 horas anuales, con lo que generará unos 180 GWh, y se ha estimulado un tiempo de vida útil de al menos 40 años.

3.6. Proyectos comerciales de CSP en el mundo

La capacidad global instalada de CSP en todo el mundo alcanzó los 6,3 GW en 2019. Actualmente, las tecnologías más maduras son los colectores cilindro-parabólicos, que constituyen el 80% de las plantas operativas, como puede observarse en la Figura 16.

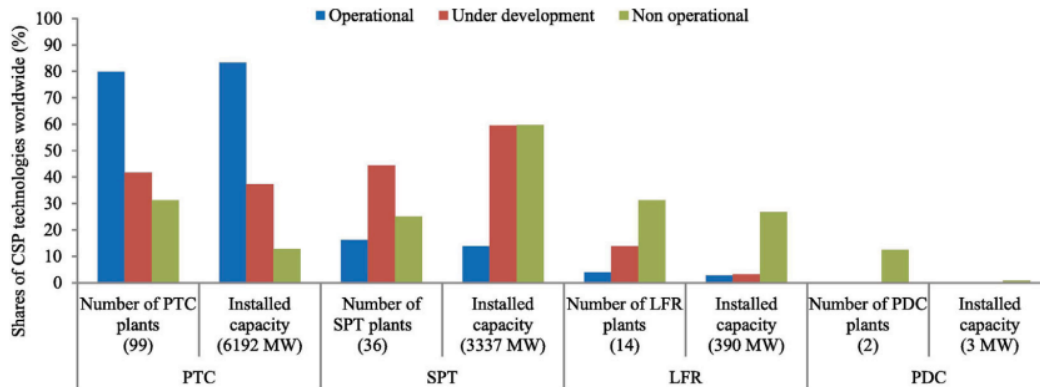


Figura 16: Distribución de la capacidad global instalada de CSP en todo el mundo [10]

Desde el desarrollo de las plantas Andasol en España en 2011, que cuentan con un sistema de almacenamiento térmico (TES) significativo, y de la planta Solana en EE. UU. en 2013, se han llevado a cabo recientemente otros proyectos interesantes en todo el mundo y algunos están en desarrollo. Entre las plantas comerciales ya operativas, Noor II en Marruecos (2018), Shouhang Dunhuang 100 MW Fase II en China (2018) y Kathu Solar Park en Sudáfrica (2019) destacan por su capacidad instalada y sus conceptos innovadores.

Las torres de energía solar, representando aproximadamente el 15% de las plantas en funcionamiento, constituyen la segunda tecnología más desarrollada. Después de la construcción de PS10 en 2006, se han añadido a esta tecnología las plantas de torre PS20, la Sierra Sun Tower de 5 MW (ubicada en Lancaster, EE. UU.) y la de 1,5 MW en Jülich, Alemania, en 2009. Desde 2011, la central Gemasolar también forma parte de esta lista. Después de los tres países pioneros en CSP, es decir, EE. UU., Alemania y España, China ha entrado en el mercado de la CSP con la puesta en marcha, en 2010, de la central solar de Pekín Yanqing. En la Figura 17 se muestran las centrales de receptor central más importantes en funcionamiento en todo el mundo.

Centrales termosolares de receptor central en funcionamiento

Nombre	País, ubicación	Propietarios	Capacidad (MW)	Fecha de inicio de las obras	Año de inicio	Área del campo Heliostat (m ²)	Tipo de receptor	Ciclo de potencia	Almacenamiento	Tipo
Pekín Badaling	China Pekín	Academia de ciencias	1.5	Julio de 2009	Agosto 2012	10,000	Cavidad	Rankine	1 h	Fossil-solar
Gemasolar	España, Andalucía (Sevilla)	Torresol energía	19.9	Febrero 2009	Abril 2011	304,750	Cavidad	Rankine	1.5 h	Fossil-solar
Állich	Alemania, Jülich	DLR	1.5	31 de julio de 2007	Diciembre 2008	17,650	Volumétrico	Rankine	1.5 h	Fossil-solar
Planta solar 10	España, Sanlúcar la Mayor (Sevilla)	Abengoa solar	11.0	2005	25 de junio, 2007	75,000	Cavidad	Rankine	1 h	Fossil-solar
Planta solar 20	España, Sanlúcar la Mayor (Sevilla)	Abengoa solar	20.0	2006	22 de abril, 2009	150,000	Cavidad	Rankine	1 h	Fossil-solar
Sierra	Estados Unidos Lancaster California	eSolar	5.0	Julio de 2008	Julio de 2009	27,670	Cavidad	Rankine	-	Solar sólo
Yanqing	China, condado de Yanqing	Academia de ciencias	1	2006	Julio de 2011	10,000	Cavidad	Rankine	Calor en dos etapas almacenamiento	-

(-) no disponible.

Figura 17 : Centrales de receptor central más importantes a nivel mundial [10]

Los reflectores lineales Fresnel (LFR) y los colectores discos parabólicos representan un porcentaje muy pequeño de la capacidad instalada. En cuanto a la LFR, Puerto Errado 2 en España (2012) y Dhursar en la India (2014) se encuentran entre las pocas plantas comerciales y el proyecto Zhangjiakou se está desarrollando actualmente en China. Por último, en Estados Unidos se construyeron dos plantas de discos parabólicos, Maricopa en 2010 y Tooele Army Depot en 2013, pero actualmente no están operativas. Sin embargo, esta tendencia ya está cambiando, ya que la cantidad de plantas de torre central (SPT) en desarrollo (45%) y su capacidad instalada (60%) es superior a las de colectores cilindro-parabólicos (PTC), como ilustra la Figura 16.

En 2018, la capacidad instalada bruta mundial y operativa de las torres de energía solar fue de 618,42 MW y, en los próximos años, terminará alcanzando los 995 MW. La capacidad global de las torres en construcción y en desarrollo alcanzaron alrededor de 5383 MWh_e en 2019, con una potencia media de 207 MWh_e.

4 Centrales de torre central (SPT)

De acuerdo con el objetivo general del proyecto, corresponde en este apartado profundizar en las plantas de concentración solar de tipo torre central y los elementos que las constituyen que ya se han introducido en el apartado 2.4.2.

4.2 Campo de heliostatos

El campo de heliostatos representa en torno al 40-50% del coste total de la planta SPT y puede ser responsable de hasta el 40% de las pérdidas de energía.

Está formado por un gran número de heliostatos. Los heliostatos son espejos que están dirigidos por un sistema de seguimiento solar en 2 ejes. Normalmente los componentes de un heliostato son: superficie reflectante (facetas), estructura, soporte, pedestal, cimentación, mecanismos de accionamientos y sistema de control, en la Figura 18 se presenta un esquema de las partes que contiene un heliostato. A diferencia de los heliostatos convencionales, los heliostatos pequeños no poseen facetas, ya que están formados por una sola superficie reflectante para reflejar la luz solar.

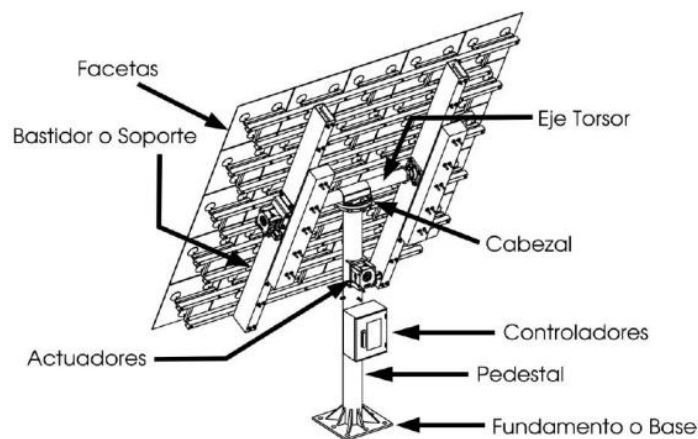


Figura 18: Partes de un heliostato [20]

Las películas reflectantes y los vidrios espejados son actualmente los materiales preferidos para los reflectores de heliostatos. El tamaño ideal de un heliostato es un tema

de estudio continuo, que equilibra factores económicos y ópticos. Mientras que los helióstatos más pequeños son apreciados por su calidad óptica superior, menor obstrucción y sombras en el espacio de trabajo, rentabilidad y facilidad de manejo y fabricación, los helióstatos más grandes poseen un mayor factor de concentración, a costa de una cantidad reducida y requisitos de control más estrictos. El factor de concentración se define como la relación entre el área del plano de apertura del colector y el área del plano encargado de recibir y absorber la radiación concentrada.

Existen 2 tipos principales de helióstatos disponibles teniendo en consideración su morfología: de facetas y de membrana. Los helióstatos de facetas consisten en rectángulos conformados de facetas, cada una de entre 2 y 4 m². Estas facetas reflectantes están montadas sobre una estructura de acero. Con el fin de disminuir el peso de los helióstatos y así reducir el material y los costes de transporte, se crearon los helióstatos de membrana tensionada. Consisten en láminas de plástico o membranas de metal, montadas en un marco circular para generar tensión a la membrana. Por encima se montan espejos delgados cubriendo la membrana y así proporcionar una vida larga al helióstato. Esta superficie lisa proporciona una alta eficiencia en cuanto a la reflexión solar. La membrana puede ser deformada a través de los cambios de presión dentro del helióstato para así poder controlar la longitud del enfoque. Los helióstatos de facetas también pueden ser ajustados o deformados, en un proceso conocido como cantear, para corregir pequeñas deformaciones o desalineaciones.

Categorizados por su sistema de control, los helióstatos se pueden dividir en dos tipos principales: centralizados y autónomos, los segundos siendo escasamente utilizados. Los helióstatos centralizados están conectados a un sistema de control central que envía instrucciones para coordinar y controlar el movimiento sincronizado de cada helióstato. A diferencia de los helióstatos centralizados, los helióstatos autónomos operan de manera independiente. Estos dispositivos cuentan con sistemas de control de seguimiento solar propios y no dependen de un sistema central para recibir instrucciones.

En cuanto a la simetría del campo de helióstatos, existen básicamente dos tipos de centrales comerciales: los campos envolventes y los polares (Figura 19).

En los campos envolventes, los helióstatos se colocan alrededor de una torre central en forma casi circular, cubriendo 360° o casi. En cambio, los campos polares están formados por helióstatos situados en un sector de un círculo, por lo que el campo tiene forma de cuña. En latitudes bajas, cerca del ecuador, un campo envolvente es la mejor opción para reducir el uso del suelo, así como la altura de las torres. A medida que aumenta la latitud, es mejor un campo más concentrado hacia el lado polar de la torre para mejorar el rendimiento. Por lo tanto, en latitudes más altas, un campo polar norte/sur dependiendo del hemisferio es preferible. En el caso de un campo norte, todos los helióstatos se colocan en el lado norte de la torre, ya que el Sol está hacia el sur durante todo el año.



Figura 19: Distribución envolvente (derecha) y distribución polar (izquierda) del campo de helióstatos [20]

4.3 Receptor solar

El receptor, es el componente encargado de absorber la radiación solar y convertirla en energía térmica útil en los sistemas de conversión de potencia, funcionando también, como un intercambiador de calor. El único receptor de la central de torre se encuentra en la parte superior de la misma torre. La torre suele tener una altura que oscila entre los 80 y 130 m, construida de hormigón y acero. La altura de la torre va proporcional a lo denso y extenso del campo de helióstatos con el fin de evitar sombras y objetos que interfieran en la luz solar. La mayoría de los receptores se fabrican mediante tubos que pueden colocarse para formar un absorbedor cilíndrico. La clasificación de los receptores solares se realiza considerando la configuración geométrica y los materiales absorbentes utilizados para transferir la energía al fluido de trabajo. En este contexto, se dividen los

receptores en tres categorías comúnmente empleadas en sistemas de receptor central: receptores volumétricos, receptores de cavidad y receptores externos.

- Receptor Exterior: un receptor solar exterior consiste en una serie de tubos expuestos al ambiente sobre los que incide radiación solar concentrada del campo de heliostatos. Por el interior de los tubos circula un fluido caloportador. La radiación que llega a los tubos es parcialmente absorbida en la superficie de los tubos y parcialmente reflejada. La radiación solar absorbida incrementa la temperatura de los tubos, transfiriendo calor por convección con el aire ambiente exterior (pérdidas convectivas) y por radiación con el entorno (pérdidas radiantes de larga). La energía absorbida se transmite también por conducción a través de la pared de la tubería y finalmente por convección forzada al fluido caloportador. Los tubos se distribuyen en paneles, los cuales se disponen a lo largo de los 360° del cilindro que conforma la torre. El material de los tubos suele ser acero y está recubierto de un absorbedor selectivo para maximizar la absorción y minimizar la emisión de radiación.

Los receptores externos son adecuados tanto para campos envolventes, en caso de que tengan forma cilíndrica (Figura 20), como para campos polares, si están formados por un panel plano. No obstante, al encontrarse completamente expuestos, estos receptores tienden a experimentar mayores pérdidas energéticas.

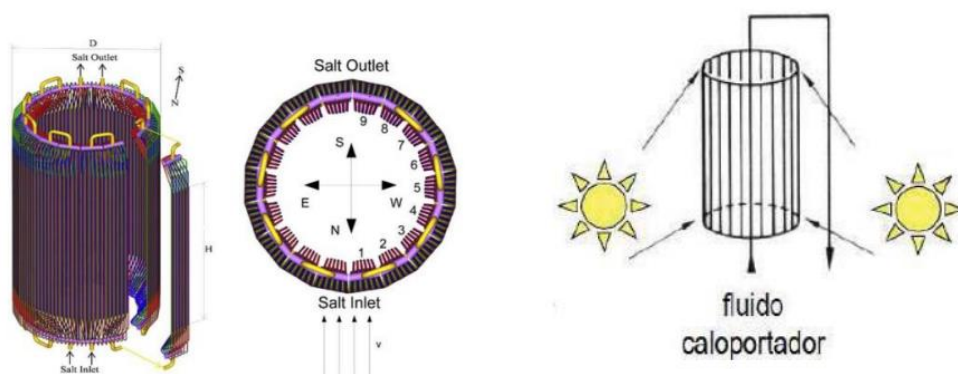


Figura 20: Receptor exterior cilíndrico [11]

- Receptor de Cavidad: los receptores de cavidad fueron los primeros que se desarrollaron. En este tipo de receptores los tubos se instalan resguardados en una cavidad con una pequeña abertura por la que entra la radiación reflejada por los heliostatos para poder ser absorbida por los tubos. Esta abertura se sitúa en una de las paredes del receptor. (Figura 21).

Esta geometría está diseñada para trabajar a mayores temperaturas al minimizar las pérdidas al ambiente, pero presenta dificultades para permitir que los rayos solares alcancen los tubos, lo que aumenta las pérdidas por desbordamiento y limita la captación de radiación solar a una única dirección. Esta característica hace que sean especialmente adecuados para su uso en campos polares. También se debe tener en cuenta que tanto el volumen del receptor como el número de componentes necesarios y los costes son mayores en este tipo de receptores en comparación con los receptores externos. Pueden operar con gas o líquido, siendo más común su uso con este último como medio de transferencia de calor.

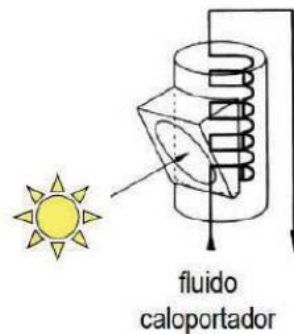


Figura 21: Diagrama receptor de cavidad [11]

De forma ilustrativa, la Figura 22 muestra un esquema básico tanto de un receptor tubular externo como de un receptor tubular de cavidad, ambos explicados anteriormente.

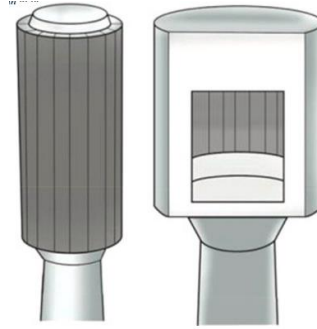


Figura 22: Esquema receptor tubular externo (izquierda) y receptor tubular de cavidad (derecha) [10]

- Receptor volumétrico: Estos receptores emplean un gas, comúnmente aire, como fluido caloportador, y su operación se basa en una matriz porosa que recibe la radiación solar reflejada por el campo de heliostatos. El gas fluye a través de esta matriz, calentándose en el proceso (Figura 23). La principal ventaja de estos receptores radica en que solo involucran dos procesos: absorción y convección. Dado que no hay conducción, el material de la matriz se mantiene a temperaturas más bajas que el fluido de trabajo, lo que permite alcanzar temperaturas más elevadas en el fluido sin someter al material a un estrés térmico significativo. De igual manera, es relevante señalar que su área de intercambio térmico es considerablemente amplia, facilitando una mayor absorción y transferencia de calor desde el heliostato hacia el receptor central.

Entre las ventajas adicionales del receptor volumétrico se encuentran la facilidad de utilizar aire como medio de transferencia de calor, su amplia disponibilidad, la no toxicidad ni corrosividad del aire, así como la simplicidad estructural y la capacidad de ponerlo en funcionamiento rápidamente. Destacan también las altas eficiencias siendo superiores al 75%.

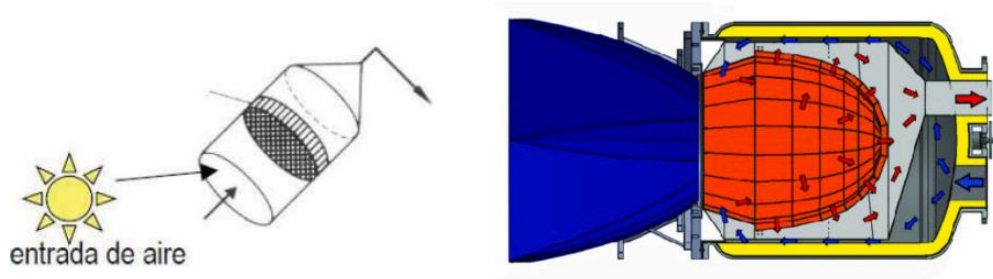


Figura 23: Esquema receptor volumétrico de aire [10]

Además, existen otros diseños alternativos de receptores entre los que cabe destacar los denominados receptores de partículas (Figura 24). En estos receptores, partículas sólidas absorben y almacenan la energía solar, desempeñando por lo tanto un papel dual. Este enfoque presenta ventajas sobre el uso de sales fundidas, ya que las partículas pueden alcanzar temperaturas superiores a los 800 °C, similar a las temperaturas logradas por las sales, pero sin el problema de congelamiento durante el almacenamiento de energía. Es importante destacar que estos receptores operan de manera indirecta, donde las partículas sólidas calientes transfieren el calor al fluido de trabajo, que posteriormente se utiliza en una turbina para extraer energía.

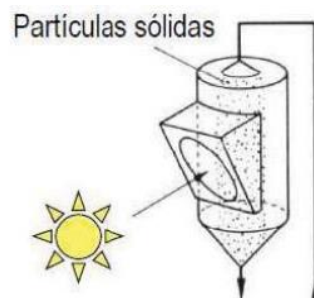


Figura 24: Esquema receptor de partículas [11]

4.4 Fluido de transferencia de calor

El calor absorbido por el receptor y transferido al fluido se transporta hasta el lugar de destino, que puede ser un intercambiador de calor, una turbina o un tanque de almacenamiento. Se emplean diversos fluidos de trabajo, cada uno con propiedades específicas. Los más comúnmente utilizados son los siguientes:

- Agua: Se hace circular el fluido hasta la parte superior de la torre, donde se encuentra el receptor. Gracias a las altas temperaturas del receptor el agua va a cambiar su estado a vapor y es transportado a la turbina de vapor para que este empiece a funcionar y se produzca la generación eléctrica. Para temperaturas mayores, lo que se utiliza sería agua presurizada lo que lleva a mayores rendimientos térmicos debido a que tiene mayor coeficiente de transferencia de calor. Se utiliza vapor como fluido calor portador principalmente porque es un fluido barato y accesible en casi cualquier parte. Los principales inconvenientes de usar vapor de agua son, sus altas presiones y el gran volumen necesario. Además, el uso de este fluido restringe la capacidad de almacenar energía solar por un período más prolongado, proporcionando a la central una autonomía máxima de 30 minutos.

- Gas: Aunque aún no se han implementado a nivel comercial plantas que utilicen exclusivamente gas para el transporte de calor, se están llevando a cabo numerosos estudios sobre diferentes tipos de gases. Estos enfrentan el desafío significativo de una eficiencia de transporte baja debido a la pérdida de carga y de transferencia de calor, además de requerir compresores de alto rendimiento, ya que la compresión de un gas es un proceso menos eficiente en comparación con la compresión de un líquido. A pesar de estos inconvenientes, el uso de gas podría ser una solución para trabajar a temperaturas elevadas, cercanas a los 1000°C o incluso superiores. Se han realizado comparaciones entre aire y dióxido de carbono supercrítico en diversas turbinas de gas, y los resultados indican que el dióxido de carbono es el gas más adecuado debido a su mayor coeficiente de transferencia de calor.

- Sales Fundidas: Estas consisten en una mezcla de sales de nitratos y nitritos de sodio y potasio, siendo la más comúnmente utilizada conocida como "sal solar," compuesta por un 60% de NaNO_3 y un 40% de KNO_3 . Presentan notables ventajas, como su bajo coste al ser un material ampliamente utilizado en varios sectores, como el de fertilizantes. Además, cuentan con un elevado coeficiente de transferencia de calor y una elevada capacidad térmica, lo que permite la creación de intercambiadores de calor más compactos. Poseen una gran capacidad para el transporte y almacenamiento de calor, dotando a la central termosolar de autonomía, llegando así a tener una planta operativa las 24 horas. No obstante, como inconveniente, estas sales

tienen un punto de fusión elevado, lo que implica un riesgo de congelamiento. Por ello, es necesario contar con un sistema auxiliar para resolver rápidamente esta situación en caso de descenso brusco de la temperatura.

– Aceite Térmico: Capaz de operar a temperaturas de hasta 400°C, este tipo de fluido resulta útil en situaciones donde el uso de agua o agua presurizada no es viable. Su principal ventaja radica en su baja temperatura de fusión, lo que minimiza el riesgo de congelamiento. Sin embargo, presenta como desventaja el hecho de que, a temperaturas superiores a los 400°C, experimenta una degradación en sus propiedades térmicas, comúnmente conocido como crackeo, además de no ser un fluido óptimo para el almacenamiento térmico. A su vez, es un elemento muy tóxico para el medio ambiente en caso de fugas.

4.5 Ciclo de potencia

En el sistema de conversión de potencia, la energía térmica generada en el receptor se transforma en electricidad, cuya eficiencia está sujeta al ciclo termodinámico empleado y al rendimiento de los componentes. Los tres ciclos termodinámicos más comúnmente empleados son el ciclo Brayton (SCR-BC), el ciclo Rankine (SCR-RC) y el ciclo combinado (SCR-CC). Es importante destacar que se implementan operaciones híbridas para optimizar la eficiencia.

– Ciclo Bryton:

El ciclo Brayton suele funcionar en ciclo abierto, es decir, los gases de escape de la turbina de gas se expulsan al ambiente y el compresor se alimenta de aire frío del exterior. Aunque también se puede trabajar en ciclo cerrado, incluyendo un intercambiador de calor que une la salida de la turbina con el compresor. En los esquemas que aparecen en la Figura 25, se puede apreciar la diferencia del ciclo abierto y el cerrado.

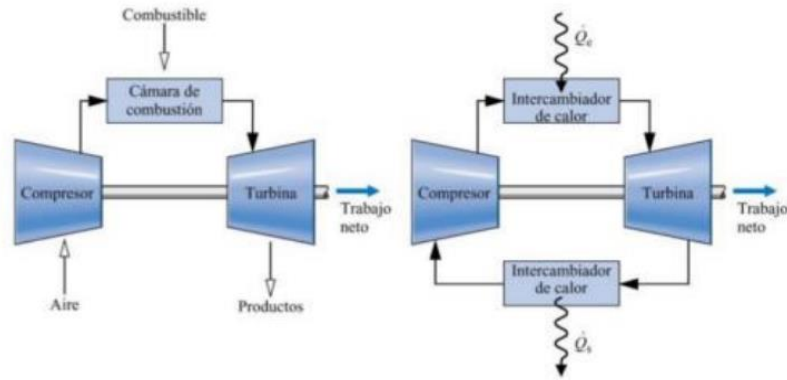


Figura 25: Esquema ciclo Brayton abierto (izquierda) y cerrado (derecha) [39]

El ciclo Brayton consiste en los siguientes 4 procesos. En la Figura 26 se muestra tanto el ciclo ideal (1-2s-3-4s) como el ciclo real de operación (1-2-3-4) en un diagrama T-s.

- 1-2s: Compresión isoentrópica en el caso del ciclo real 1-2 representa la compresión del aire en compresor real con rendimiento isoentrópico inferior al 100%
- 2s-3: Combustión, en el caso de ciclo abierto, o absorción de calor, en el caso de ciclo cerrado, a presión constante.
- 3-4s: Expansión isoentrópica en la turbina de gas. En el caso real 3-4 representa la expansión del gas en una turbina con un rendimiento isoentrópico en torno al 90%, obteniendo así una entalpía superior a la salida y una potencia útil inferior que en el ciclo ideal 2.
- 4s-1: Pérdida de calor a presión constante en el caso de ciclo cerrado, y en el caso de ciclo abierto, esta línea no existe.

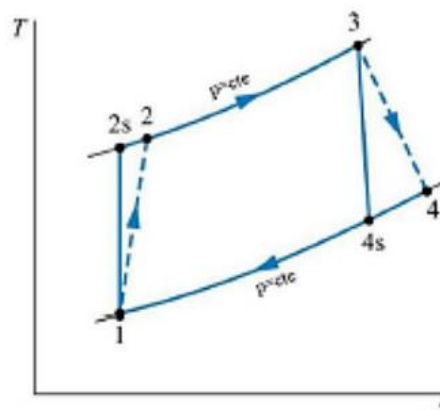


Figura 26: Diagrama T-S ciclo Brayton ideal y real [39]

El concepto básico del ciclo Brayton aplicado a este caso (Figura 27) consiste en una turbina de gas adaptada que suele instalarse cerca del receptor para reducir las pérdidas adicionales de energía en las interconexiones (a la salida del compresor y a la entrada de la cámara de combustión). La radiación solar concentrada en el receptor calentará el aire, que fluye a alta presión procedente del compresor de una turbina de gas, hasta 1000°C. Este aire alimenta la cámara de combustión de la turbina de gas, que aumenta la temperatura a más de 1000°C. A modo de combustible, se puede quemar cualquier hidrocarburo, como gasóleo, GLP, propano o biogás. Las principales ventajas de esta tecnología son un mayor rendimiento debido a la elevada temperatura de funcionamiento y una hibridación eficaz.

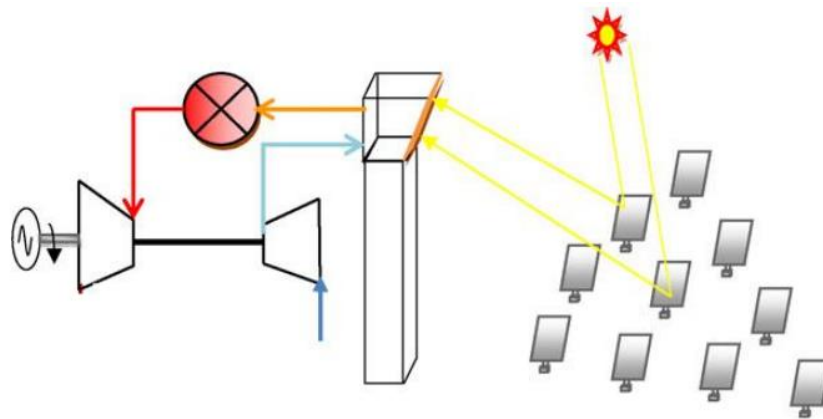


Figura 27: Ciclo Brayton en una central termosolar de torre central [23]

– Ciclo Rankine:

El ciclo Rankine, también denominado ciclo de vapor, es un ciclo de potencia que emplea el agua en fase líquida y gaseosa como fluido de trabajo. El ciclo consiste en distintas fases. Comienza aumentando la presión del agua en una bomba, a continuación, se le realiza un aporte energético al ciclo en forma de calor que permite evaporar el fluido. Una vez se encuentra en estado gaseoso se hace pasar por una turbina para el aprovechamiento de la energía del vapor y producir energía mecánica que, gracias a un alternador, se convertirá en energía eléctrica. Por último, a la salida de la turbina, el fluido pasa por un condensador, donde el fluido cede energía y así el agua consigue las condiciones de líquido saturado para entrar posteriormente en la bomba iniciando de nuevo el ciclo termodinámico. La instalación general del ciclo es

la formada por los cuatro componentes principales: turbina, condensador, bomba y caldera o cualquier tipo de fuente de calor. Se puede observar en la Figura 28, donde además se encuentra el diagrama T-s correspondiente al ciclo.

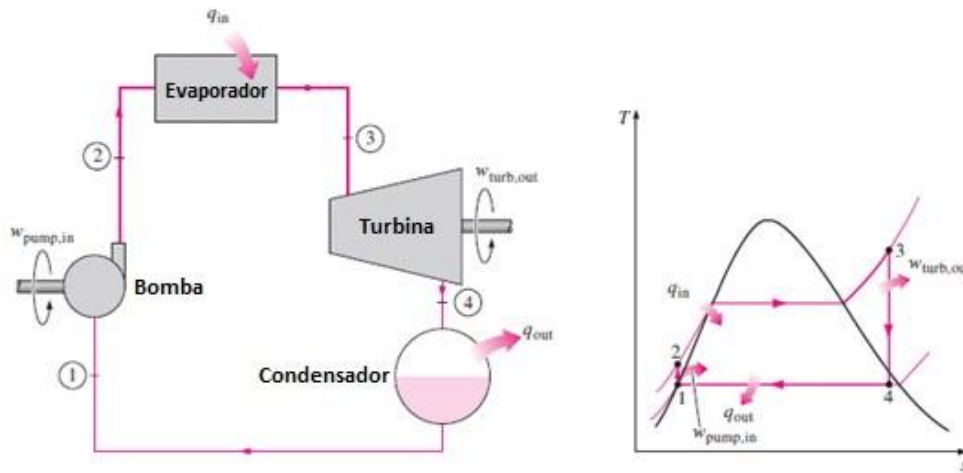


Figura 28: Esquema ciclo Rankine (izquierda) y diagrama T-S ciclo Rankine (derecha)
 [27]

Los procesos que componen el ciclo Rankine, representados en el diagrama T-s son:

- 1-2: Compresión isoentrópica en la bomba. Realmente el proceso en ciclo real no es isoentrópico. La bomba suele tener un rendimiento isoentrópico cercano al 85%. El aumento de temperatura en la bomba es mínimo ya que como se puede observar en el diagrama T-s, en la región de líquido subenfriado (región a la izquierda de la curva de líquido saturado) las isóbaras están muy cercanas y el aumento de temperatura del agua es pequeño.
- 2-3: Calentamiento del agua y evaporación de este a presión constante en el interior de la caldera.
- 3- 4: Expansión isoentrópica en la turbina. En el ciclo real este proceso no se realiza de forma isoentrópica, sino que la turbina consta de un rendimiento isoentrópico del 90-95% obteniéndose una entalpía a la salida de la turbina ligeramente superior a la del punto ideal. 4'-1: Condensación. Enfriamiento y cambio de fase a presión y temperatura constante en el condensador. En el ciclo Rankine, la relación de trabajo consumido por la bomba respecto al producido por la turbina no supera el 5% y las temperaturas máximas del ciclo rondan los 600 °C.

En lo que respecta al ciclo de Rankine utilizado en una central de torre (Figura 29), éste está compuesto de un intercambiador de calor, una turbina de vapor y cierto número de bombas.

El funcionamiento a nivel básico comienza bombeando sales fundidas (se va a utilizar este fluido de trabajo para la explicación puesto que es el que se utilizará posteriormente) desde un tanque de almacenamiento frío. Estas sales fundidas se llevan por la torre hasta el receptor, ahí se calientan debido a la concentración de la radiación solar.

Una vez calientes, las sales se llevan o bien a almacenamiento térmico (en el tanque para más adelante generar potencia) o bien a la generación de potencia. Cuando se quiere generar potencia las sales fundidas calientes se bombean hasta un intercambiador de calor. En el intercambiador de calor las sales ceden calor al agua hasta llevarla a su fase de vapor sobrecalentado, después estas sales ya frías se llevan de nuevo al tanque de baja temperatura.

El vapor sobrecalentado es turbinado, extrayendo de él energía mecánica, que tras pasar por un generador se transformará en electricidad. Una vez turbinado el vapor, éste se condensa, puesto que aumentar la presión de un líquido es mucho más eficiente y se bombea de nuevo al intercambiador de calor donde se reinicia el proceso.

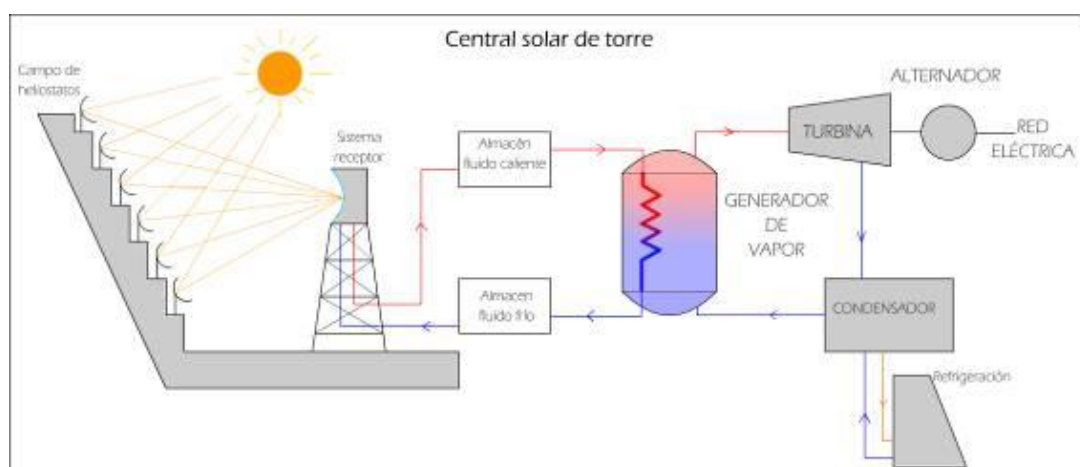


Figura 29: Ciclo Rankine utilizado en una central termosolar de torre central [39]

– Ciclo combinado:

El concepto fundamental de una central de torre con un ciclo combinado (Figura 30) implica un campo de heliostatos que reflejan y concentran la radiación solar sobre la torre, en el receptor en su parte superior. Este sistema incluye una cámara de combustión auxiliar, un compresor vinculado a una turbina de gas, una caldera de recuperación (HRSG por sus siglas en inglés), una turbina de vapor y una bomba. Básicamente, este enfoque combina un ciclo Brayton y un ciclo Rankine para maximizar la eficiencia.

El ciclo inicia con la compresión del aire, que luego se transfiere a la torre hacia el receptor (en este caso, un receptor volumétrico). En el receptor, el aire comprimido absorbe parte del calor concentrado por los heliostatos y puede dirigirse a la cámara de combustión auxiliar, si existe, o directamente a la turbina de gas, donde se turbinará para extraer energía. Los gases de salida de la turbina, que aún están a alta temperatura, se dirigen al HRSG, donde parte de este calor se recupera y se transfiere al agua. En el HRSG, que puede operar a diversas presiones para minimizar las pérdidas energéticas, el agua se evapora y se sobrecalienta si es posible. Una vez que el agua se convierte en vapor sobrecalentado, se utiliza para turbinar, extrayendo energía, y luego se bombea de nuevo al HRSG para reiniciar el ciclo.

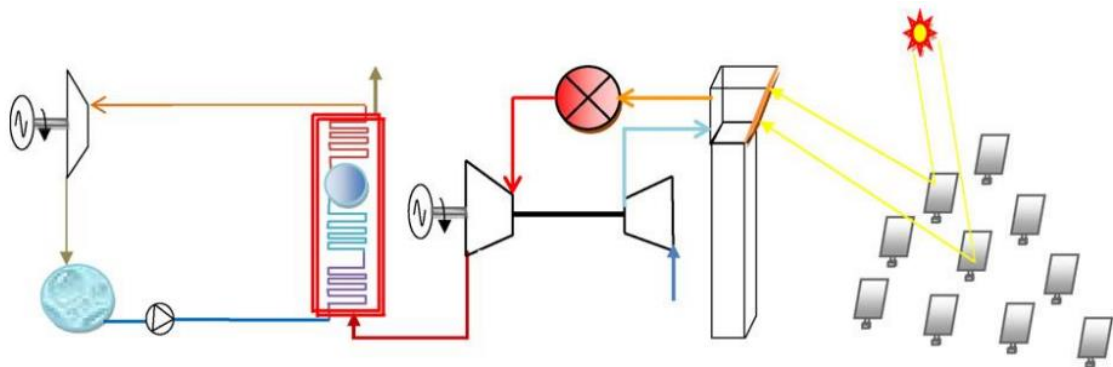


Figura 30: Esquema central de torre con un ciclo combinado [23]

4.6 Sistema de almacenamiento

El almacenamiento de energía térmica (TES por sus siglas en inglés) tiene por objetivo proporcionar flexibilidad en la utilización de la energía térmica generada, permitiendo su acumulación en momentos de excedente para su liberación cuando sea necesario. Esto es crucial para abordar la variabilidad en la disponibilidad de fuentes de calor, como la radiación solar o el calor residual, y garantizar un suministro continuo. Las torres de energía solar tienen el potencial de almacenar mucho más calor que los colectores cilindro-parabólicos.

Los sistemas de almacenamiento de energía térmica suelen dividirse en 3 subgrupos: calor sensible, calor latente y almacenamiento termoquímico. La mayoría de las plantas comerciales emplean sistemas de calor sensible que requieren el calentamiento de un material de almacenamiento (vapor, sales fundidas, sólidos de lecho compacto, etc.) y su contención en uno o varios tanques aislados. Es habitual utilizar un tanque para el medio caliente y otro para el frío, la llamada configuración de dos tanques. Con el fin de reducir costes, algunos sistemas están pensados para emplear un solo tanque para el almacenamiento de frío y calor. En este caso, la separación se realiza gracias a las diferentes densidades. Este sistema se aplica en instalaciones con limitaciones de espacio.

El calor sensible puede almacenarse mediante materiales líquidos, especialmente sales fundidas, que constituyen el sistema TES más maduro. Las sales fundidas se comercializan esencialmente porque pueden almacenar una alta densidad energética durante más de 20 años y 10000 ciclos. Esta tecnología tiene una temperatura límite máxima de unos 560 °C impuesta por las propias sales fundidas. Otra posibilidad en relación con los TES líquidos sensibles consiste en añadir nanopartículas a las sales fundidas (nanofluidos). Estas partículas aumentan tanto la conductividad térmica como capacidad calorífica específica, lo que implica una mayor densidad energética y un menor volumen de almacenamiento. Por otro lado, también aumentan la viscosidad, la inestabilidad, el bombeo y los costes de material. Por lo tanto, los nanofluidos no están disponibles comercialmente en la actualidad y necesitan más investigación.

En la actualidad, el vapor es el único sistema sensible en estado gaseoso que se busca y se almacena como agua a presión. Está comercialmente disponible para las plantas de generación directa de vapor debido a su alta densidad energética, pero es atractivo sólo para la generación a pequeña escala desde el punto de vista económico y no hay un gran margen de mejora en esta área. Además, el calor sensible también puede almacenarse en materiales sólidos como lechos compactados, hormigón y partículas sólidas, que representan el 4,4% de las centrales CSP operativas, aunque todas ellas son centrales de demostración. Otras posibilidades combinan un lecho compacto con materiales de cambio de fase (calor latente) para aumentar la eficiencia del sistema.

El almacenamiento de calor latente implica cambios de fase de los materiales y tiene el potencial de almacenar unas ocho veces más energía que los sistemas sensibles. Asimismo, la complejidad técnica no es elevada. Los materiales de cambio de fase (PCM) pueden ser compuestos orgánicos o inorgánicos y mezclas. En la actualidad, los sistemas latentes más maduros incluyen configuraciones de PCM de carcasa y tubos. Pero se están investigando otras configuraciones como los sistemas en cascada, termoclina y sándwich. Sin embargo, para que los sistemas latentes sean comerciales es necesario mejorar el encapsulamiento de PCM a alta temperatura y la transferencia de calor, y realizar algunos análisis paramétricos y de optimización junto con pruebas piloto.

Por último, los sistemas termoquímicos emplean reacciones químicas reversibles para absorber (endotérmica) y liberar (exotérmica) calor con la mayor eficiencia entre los sistemas mencionados. Estos sistemas están relacionados con una densidad energética potencialmente alta y podrían capturar CO₂ atmosférico o industrial. Por el contrario, son tan complejos desde el punto de vista técnico que, en la actualidad, no están disponibles comercialmente.

A la hora de diseñar estos sistemas de almacenamiento hay algunos factores fundamentales a tener en cuenta. Estos factores son los siguientes:

Las propiedades termofísicas de los materiales de TES deben adaptarse a los requisitos específicos de distintas aplicaciones. Entre estas propiedades esenciales se incluyen un punto de fusión cercano al rango de temperaturas operativas, especialmente crucial para materiales de cambio de fase. La alta densidad es fundamental para mejorar

la eficiencia del almacenamiento al reducir el volumen total del sistema TES. Asimismo, se requiere una alta conductividad térmica para acelerar las tasas de carga y descarga térmica, y la estabilidad térmica y química garantiza un rendimiento sostenible a largo plazo. La búsqueda de un cambio de volumen mínimo durante el proceso de cambio de fase es esencial, y se prefieren materiales no tóxicos, no corrosivos, no inflamables y no explosivos. En el caso de las sales, se prefiere la fusión congruente para evitar complicaciones en el proceso inverso, y se necesita una baja presión de vapor en el rango de temperatura operativa para evitar costosos requisitos de contención permanente y aislamiento.

La rentabilidad de costes juega un papel crucial al determinar el período necesario para recuperar la inversión, siendo un aspecto de suma importancia. El coste del sistema de almacenamiento se divide principalmente en tres componentes: el coste del material de almacenamiento térmico, el coste del intercambiador de calor y el coste del terreno. La rentabilidad de costes está estrechamente relacionada con las propiedades térmicas, ya que capacidades elevadas de almacenamiento térmico y altos niveles de transferencia de calor pueden reducir significativamente el volumen total del sistema. Además de los aspectos económicos y técnicos, existen otros criterios como la estrategia operativa y la integración con una planta de energía específica, que afectarían el impacto medioambiental.

4.7 Hibridación

Como las centrales CSP emplean ciclos termodinámicos convencionales, normalmente se pueden integrar otras fuentes de energía para hacer funcionar los mismos ciclos de potencia. Así, las centrales CSP híbridas utilizan dos o más fuentes de energía: normalmente la solar y la combustión de un combustible convencional o renovable. La hibridación tiene los siguientes beneficios: disminuir los costes de capital y de electricidad y los riesgos financieros y de ingeniería, y mejorar la fiabilidad y la flexibilidad del funcionamiento. En otras palabras, las principales características deseadas de las centrales CSP híbridadas incluyen un aumento de la eficiencia y una disminución del LCOE con respecto a las centrales individuales, mayores cuotas solares y menos emisiones que las centrales fósiles convencionales.

Tanto el carbón como el gas natural pueden emplearse en centrales CSP según distintos enfoques, pero siempre produciendo energía fiable. Sin embargo, se prefiere el gas natural porque su combustión produce mucho menos CO₂ y otros contaminantes. Se supone que la hibridación con gas natural es la técnica de hibridación más prometedora para la CSP. Una turbina de gas híbrida solar (SHGT) podría alcanzar actualmente temperaturas de funcionamiento de hasta 900° C y se ha demostrado que es comercial y técnicamente viable. Los diseños más comunes incluyen turbinas de gas de ciclo abierto para la generación de picos de potencia, con eficiencias en torno al 35-40%, y turbinas de gas de ciclo combinado (Figura 31), con eficiencias más altas, en torno al 55-60%. Al hibridar la turbina de gas hay que superar un reto técnico: la relación combustible-aire tiene que variar en un intervalo amplio que debe ser aceptado por la cámara de combustión. Además, en los ciclos Brayton híbridos deben implementarse mecanismos de captura de CO₂ para evitar penalizaciones en la combustión. Los SPT parecen ser la opción preferida para los sistemas de alta temperatura entre las centrales CSP híbridas.

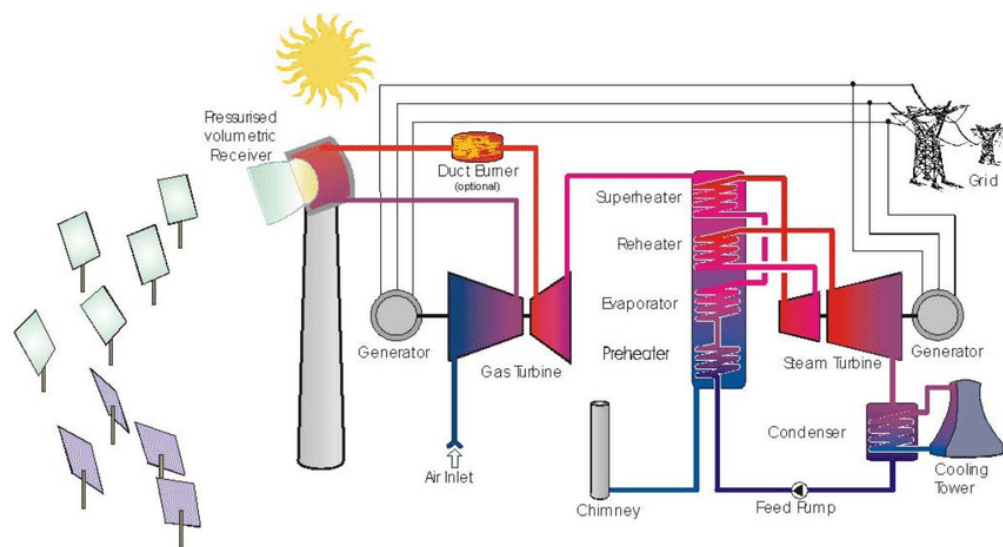


Figura 31: Central termosolar híbrida de ciclo combinado [29]

Yendo más allá, los combustibles fósiles pueden sustituirse por biocombustibles procedentes de diversos orígenes de biomasa (como residuos forestales, desechos de madera o rastrojos) que añaden a las ventajas ya mencionadas el hecho de que la energía generada es completamente renovable y sostenible. Estos combustibles neutros en carbono siguen siendo caros para ser viables.

Las plantas híbridas de TES pueden incluir no sólo combustibles fósiles o renovables, sino también energía solar fotovoltaica (FV). En algunos conceptos, durante las horas solares, estos antiguos sistemas híbridos generan energía a partir de FV y almacenan energía en TES y luego, durante las horas no solares, se emplea TES para generar electricidad. La hibridación eólica con CSP no es tan común y normalmente sólo se conectan a nivel de red, mejorando el ajuste a la demanda.

5 Desarrollo del Proyecto

El presente trabajo tiene como principal objetivo analizar la viabilidad técnica y económica de una central termosolar de torre central para abastecer de energía renovable a la futura fábrica de baterías de litio de la empresa Envision ubicada en Navalmoral de la Mata.

5.2 Fábrica de baterías de iones de litio ENVISION AESC

ENVISION AESC es una empresa líder de tecnología de baterías en el mundo, comprometida con la investigación, desarrollo, diseño, fabricación y venta de baterías de alta potencia y acumuladores de energía. Próximamente, tendrá lugar la implantación de una planta de fabricación de baterías de iones de litio para vehículos eléctricos en el municipio de Navalmoral de la Mata, provincia de Cáceres, en la Comunidad Autónoma de Extremadura.

Este proyecto se instalará en la parcela I-67 Exponavalmoral, el Parque de Desarrollo Industrial Norte de Extremadura, 5.50999722° O de longitud y 39.91635833° N de latitud, con una superficie de 1.088.399 metros cuadrados, representado en la Figura 32.

La planta proyectada fabricará distintos tipos de baterías de iones de litio, en función de la composición de cátodo que se emplee y según la geometría de las celdas.

La actividad que se llevará a cabo en dicho proyecto consta de tres etapas principales, siendo estas la fabricación de electrodos, el ensamblaje de celdas y el acabado de celdas. El proceso comienza con la formación de pastas o amalgamas que contienen los materiales del cátodo (óxido de litio, níquel, manganeso, cobalto) y los del ánodo (grafito, es decir, carbono). Estos materiales sólidos de recubrimiento de los electrolitos se mezclan y se añaden a un disolvente, para formar una especie de suspensión, que se aplica posteriormente a las láminas de metal que formarán ambos electrodos, es decir, aluminio para el cátodo y cobre para el ánodo. Las láminas de cobre y aluminio con la

suspensión ya depositada se enrollan, se secan y se cortan al tamaño adecuado para insertar en las baterías. Tras esta operación, se apilan y se ensamblan en paquetes cilíndricos o en capas, en función de la geometría de la batería a la que vayan destinadas. Posteriormente, se agrega el electrolito, se sella el conjunto, y se realiza la formación (primera carga eléctrica). Tras un tiempo de reposo, para alcanzar las condiciones de calidad exigidas, la batería queda terminada y preparada para el montaje, embalaje y expedición.

Dada las características de modularidad que presenta la tecnología de fabricación de baterías de litio, el proyecto prevé su implantación en cuatro fases en las que se irán implantando nuevas líneas de producción y cuyo periodo temporal abarca desde 2023 a 2028, de tal modo que la capacidad total de fabricación de baterías, al final de la cuarta etapa en 2028, sea de 94,24 GWh al año.

Este proyecto estará parcialmente financiado por el PERTE VEC II (Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica del Vehículo Eléctrico y Conectado) con el fin de estimular las capacidades industriales de la Comunidad Autónoma de Extremadura. Se ha aprobado una partida de 200 millones de euros y un préstamo de 100 millones de euros, siendo la inversión final de 1300 millones de euros.

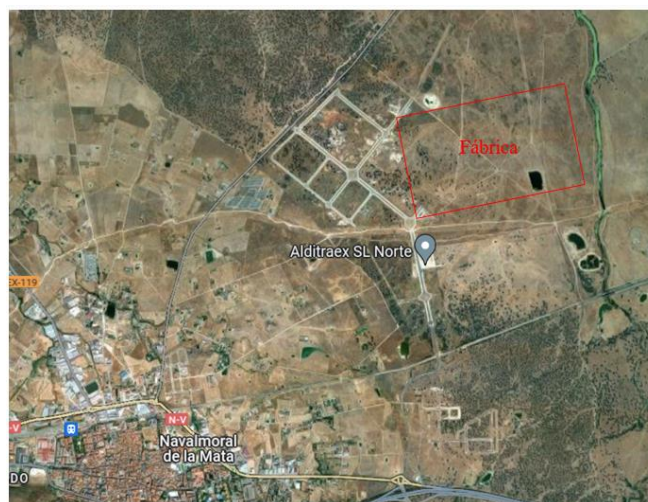


Figura 32: Ubicación fábrica de baterías, Exponaval, Navalmoral de la Mata (Google Maps)

5.3 Necesidades de potencia a abastecer

Las necesidades que se deben abastecer en la fábrica de baterías son de 160 MW_e y un almacenamiento de 10 horas puesto que la fábrica estará operativa de forma ininterrumpida. Seguidamente se presenta un diagrama (Figura 33) mediante el cual se calcula la energía instalada que debe tener la planta termosolar, así como el número de heliostatos que necesita. Los valores elegidos para este cálculo se toman a partir de otros proyectos de similar potencia (Gigafactoría Tesla en Nevada y Buffalo).

5.4 Localización

5.4.2 Superficie necesaria

Neta	160,00 MW _e	
		Energía Autoconsumo 10%
Gross	176,00 MW _e	
	427,18 MW _e	Eficiencia térmica del ciclo 41,20%
Térmica receptor	1.067,96 MW _t	Múltiplo solar 2,50
		Eficiencia térmica receptor 93,10 %
Alcanzada por receptor	1.147,11 MW _t	
		Eficiencia óptica campo 52,00 %
Recibida por el campo	2.205,98 MW _t	
		DNI diseño 765 W/m ²
Área de espejos	2.883.639,73 m ²	
		Cada heliostato 144 m ²
N.º heliostatos	20.025,28	

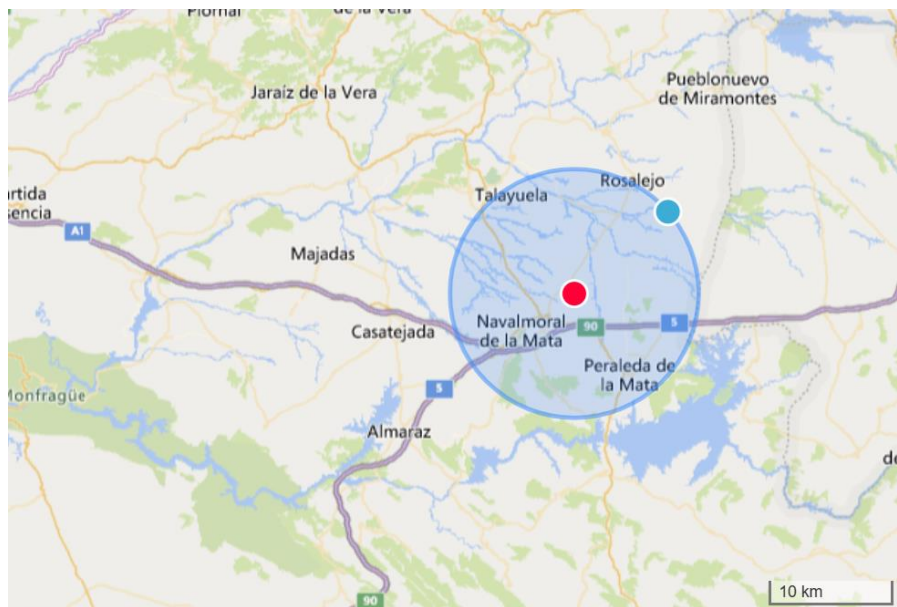
Figura 33: Diagrama para el cálculo de la potencia a instalar y su superficie de ocupación (elaboración propia)

Como se puede observar en la Figura 33, la superficie ocupada por los heliostatos equivale aproximadamente a 288,36 hectáreas. Esta superficie no es una superficie real ya que los heliostatos deben estar separados entre sí. Además, considerando que la planta requiere superficie suficiente para albergar bloques de potencia, tanques de

almacenamiento térmico, subestaciones de refuerzo y áreas de acopio, se decidió buscar áreas disponibles y viables. La superficie mínima es de 1441,8 hectáreas (cinco veces la superficie de helióstatos).

5.4.3 Criterios para la selección del emplazamiento

La instalación de la planta termosolar se planifica con la preferencia de estar en proximidad a la fábrica de baterías de litio. La elección de la mejor ubicación implica la evaluación de diversos parámetros en un radio de 10 km (Figura 34) alrededor del punto de instalación de la fábrica. Este radio de 10 km se selecciona estratégicamente, considerando que, con una distancia menor, existe un riesgo elevado de no encontrar una ubicación adecuada. Por otro lado, ampliar el radio a más de 10 km se descarta debido a la consecuente necesidad de una línea eléctrica de evacuación de energía desde la planta termosolar, la cual sería demasiado extensa. Los parámetros considerados para la selección de la ubicación de la planta termosolar abarcan diversos aspectos relevantes para garantizar su eficiencia y viabilidad.



**Figura 34 : Plano de posible ubicación teniendo en cuenta restricción de radio de 10 Km
(Google Maps)**

Carácter ambiental

- Red Natura 2000: constituye una red ecológica europea diseñada para la conservación de la biodiversidad. Esta red se compone de Zonas de Especial Conservación (ZEC), establecidos conforme a la Directiva Hábitat, y de Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA), representado en la Figura 35. Estos espacios son establecidos en cumplimiento de la normativa europea, específicamente la Directiva 92/43/CE sobre la conservación de hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres. Debido a su naturaleza restrictiva, la elección del emplazamiento de la planta termosolar debe evitar completamente estos espacios, ya que están destinados a la preservación y no son aptos para desarrollos energéticos.
 - ZEC: dentro del radio de 10 Km hay un espacio ZEC, correspondiente a la cañada de Venero. Zona ubicada en el noreste de la región en la comarca conocida como Campo Arañuelo.
 - ZEPA: Al sureste del emplazamiento se encuentra el embalse de Valdecañas. Al oeste se ubica el complejo lagunar Ejido nuevo.

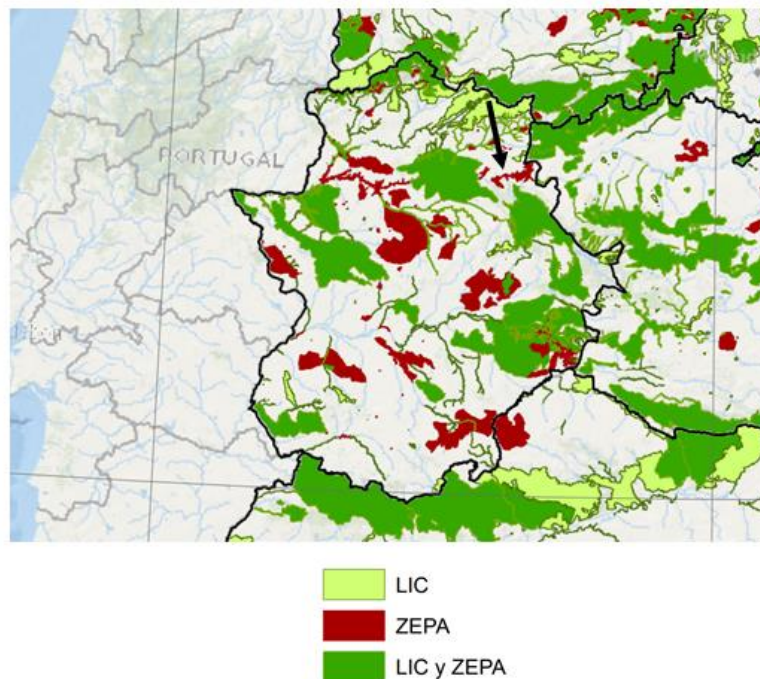


Figura 35: Mapa de las zonas LIC y ZEPA de Extremadura [36]

- Monte de Utilidad Pública (MUP): Debido a su carácter de propiedad pública y su objetivo de proporcionar servicios a la ciudadanía, las infraestructuras de iniciativa privada no deben ser establecidas en áreas designadas como MUP. Es relevante destacar que, en el área circundante a la gigafactoría en un radio de 10 km, no se ha identificado la existencia de ningún Monte de Utilidad Pública.
- Reservas de la Biosfera de Extremadura: Las reservas de la biosfera, reconocidas por la UNESCO, son espacios seleccionados por su excepcional valor ecológico, biológico y cultural. Estos lugares promueven la investigación y actividades educativas. Más allá de un radio de 10 km, se encuentra el Parque Natural de Monfragüe. En la zona evaluada, no se ha identificado ninguna Reserva de la Biosfera de Extremadura, lo que indica la ausencia de restricciones específicas asociadas con estas reservas en la planificación de la planta termosolar.
- Formaciones adhesionadas: Las dehesas representan el Hábitat 6310 según la Directiva 92/43/CEE del Consejo de 21 de mayo, la cual aborda la conservación de hábitats naturales y la flora y fauna silvestres. Esta directiva tiene como objetivo proteger una variedad de hábitats de interés comunitario debido a su escasez, singularidad o su papel como representantes naturales de diversas regiones biogeográficas europeas. Dada la relevancia ecológica de las dehesas en Extremadura, es crucial considerarlas como un factor limitante al planificar la instalación. En la región de estudio hay varias zonas con presencia de dehesas, la Dehesa Boyal Navalmoral y la Dehesa del Fondón, representadas en la Figura 36.

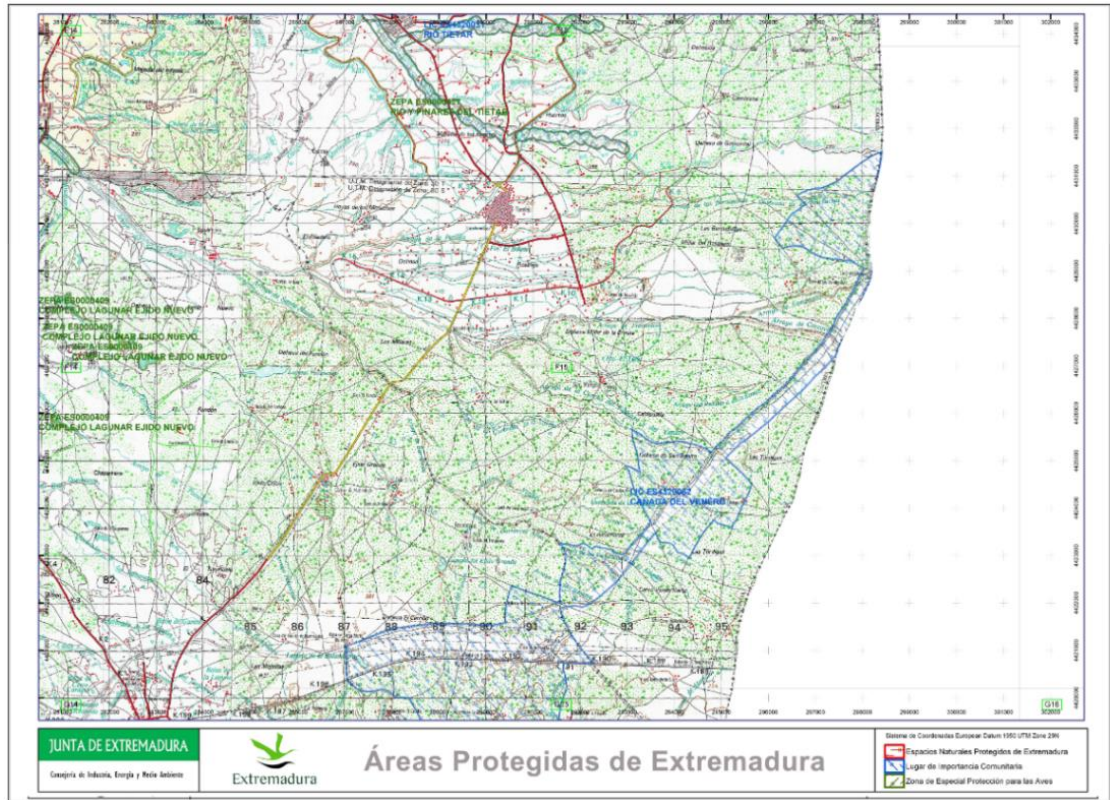


Figura 36: Mapa de las de áreas protegidas de Extremadura [36]

Infraestructuras y sus servidumbres

- Aeródromo: Las servidumbres de aeródromo y radioeléctricas, así como las servidumbres de operación, representan las restricciones aeronáuticas civiles en España, delimitando las áreas que requieren la aprobación previa de AESA antes de realizar construcciones, instalaciones o plantaciones, según lo estipulado en el Decreto 584/1972 de Servidumbres Aeronáuticas. Es relevante destacar que el área bajo estudio no se ve afectada por la presencia de ningún aeródromo ni sus respectivas servidumbres.

- Ferrocarril: En relación con las líneas de ferrocarril, las servidumbres a mantener abarcan 75 metros. En la zona analizada, se identifica la presencia de una línea de ferrocarril a una distancia de 2000 metros.

- Red viaria: Con respecto al tipo de carretera (autovía, autopista, nacional, regional, comarcal o camino), la Ley 25/1988 de Carreteras establece diferentes tipos de servidumbres. La línea límite de edificación se sitúa a 50 metros en autopistas, autovías y vías rápidas, y a 25 metros en el resto de las carreteras. En este caso, la central debe ubicarse a más de 50 metros, ya que se encuentra en proximidad a la autovía A-5.

Considerando todas las restricciones ambientales mencionadas, se propone la zona seleccionada para la instalación de la planta solar de torre. Es fundamental tener en cuenta que la fábrica de baterías se ubica precisamente en la posición marcada como "Radio:10", mientras que la zona de implantación se identifica como "Radio:2". Esta área abarca una superficie de 1600 hectáreas, cumpliendo así con el criterio de área mínima requerida.

5.4.4 Emplazamiento seleccionado

En cuanto a la localización de la planta termosolar, esta se sitúa al noreste del núcleo municipal de Navalmoral de la Mata, a 1,5 Km de la gigafactoría (Figura 37). El área seleccionada tiene como centro geométrico las siguientes coordenadas:

Sistema de coordenadas: Geográficas GMS

Latitud: 39° 55' 28.75838"

Longitud: -5° 31' 30.97664"

Elevación: 278 msnm



Figura 37: Emplazamiento seleccionado para la construcción de la central termosolar de torre (Google Maps)

5.4.5 Pendientes

La región elegida presenta una inclinación promedio del 1 % y alcanza, en algunas áreas, pendientes máximas del 1,8 %. Estos datos resultan beneficiosos, ya que, aunque se requieran trabajos de nivelación del terreno, no será necesario llevar a cabo extensos movimientos de tierra. Esta circunstancia tiene un impacto ambiental positivo significativo y, sin duda, facilita la restauración del terreno a su estado original una vez concluida la vida útil de la planta.

5.5 Recurso Solar

Cuando se elige la ubicación de una planta, es crucial examinar el recurso solar disponible en esa área, ya que este recurso está estrechamente vinculado a las coordenadas geográficas y desempeña un papel fundamental en la generación de energía de la planta. Es necesario disponer de valores promedio de 300 W/m² y más de tres horas diarias por encima de los 600 W/m². La experiencia aconseja valores mínimos de 3-4 kWh/m²día de irradiación para que las centrales solares puedan ser implantadas.

Los datos para este análisis se obtienen del Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica (PVGIS), una herramienta desarrollada por la Comisión Europea para llevar a cabo proyectos solares utilizando información sobre radiación solar desde el año 2005.

En el contexto de este proyecto, se examinan varios años, y se considera que la radiación solar directa anual es consistentemente similar entre ellos. Por lo tanto, se seleccionan el año 2020 como referencia. La

Figura 38 ilustra la variación anual de la radiación recibida en el lugar durante estos 2020. Además, la Tabla 1 presenta los datos correspondientes a dicha radiación.

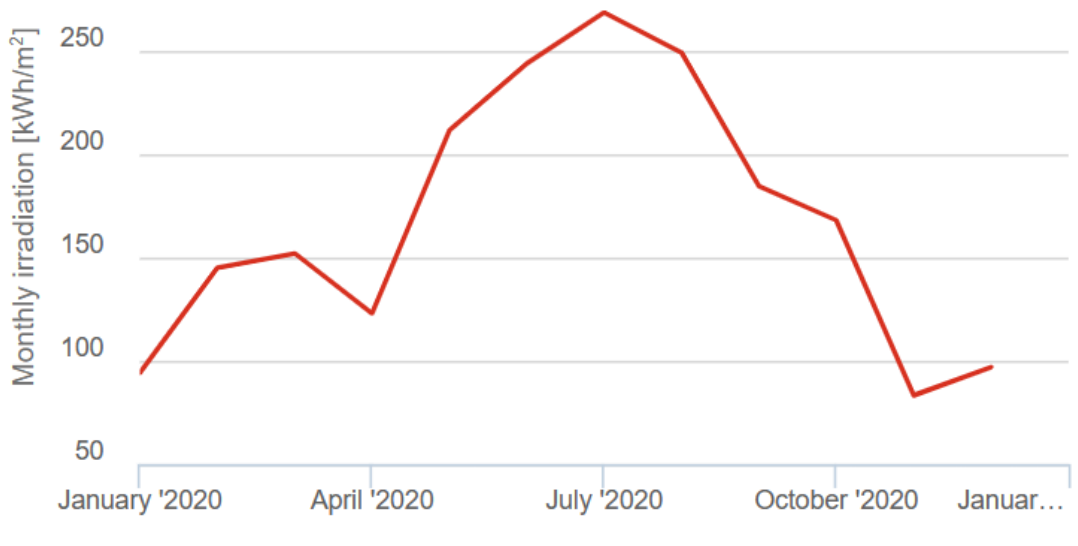


Figura 38: Radiación solar directa mensual en kWh por unidad de superficie para 2020 (PVGIS)

Mes	Radiación en plano horizontal (kWh/m ²)	Radiación normal directa (kWh/m ²)
Enero	61,54	94,12
Febrero	98,52	144,99
Marzo	135,84	151,89
Abril	145,57	122,94
Mayo	212,95	211,53
Junio	235,56	243,9
Julio	244,41	268,61
Agosto	217,73	249,21
Septiembre	158,76	184,62
Octubre	119,64	167,97
Noviembre	62,77	83,18
Diciembre	58,2	96,92
Total	1751,49	2019,88

Tabla 1: Radiación solar en el emplazamiento en el año 2020. (PVGIS)

En la Tabla 1 se observa que la máxima radiación se da en el mes de julio. En total, la radiación solar recibida es 2019,88 kWh/m², con una media de 5,54 kWh/m² al día. En cuanto a la potencia instantánea solar recibida, en la Figura 39 y Figura 40 se muestra el flujo radiante recibido un día de verano (julio) y de invierno (diciembre) respectivamente.

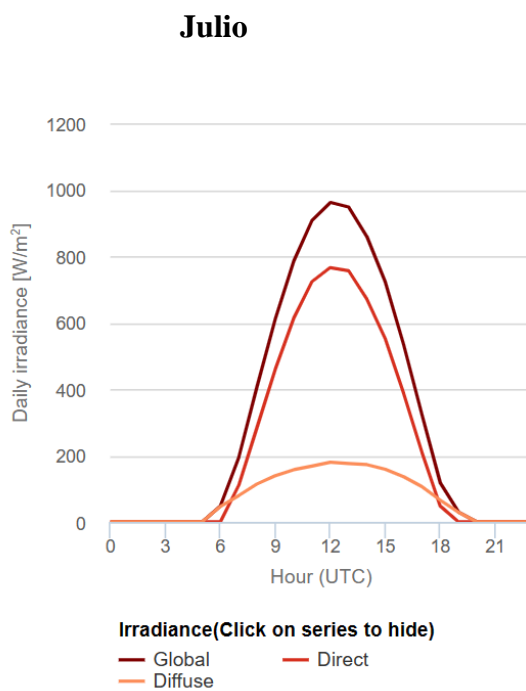


Figura 39: Radiación solar por unidad de superficie en julio de 2020 (PVGIS)

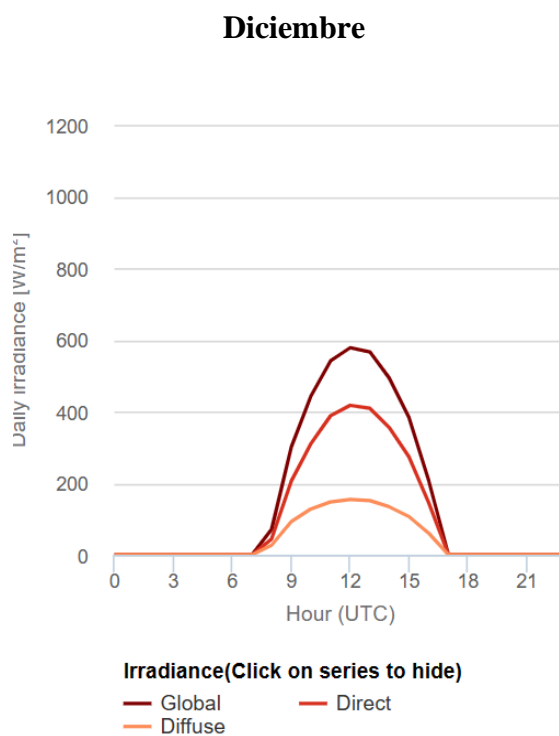


Figura 40: Radiación solar por unidad de superficie en diciembre de 2020 (PVGIS)

Para dimensionar la planta de manera conservadora se utiliza la radiación de diseño máxima para un día de verano, que como se puede observar en la Figura 39 se corresponde con 765,47 W/m². redondeándolo a 765 W/ m².

5.6 Punto de diseño

A continuación, se presenta la tabla resumen (Tabla 2) que contiene las condiciones del punto de diseño.

Condiciones del punto de diseño (Navalmoral de la Mata)	
Radiación solar directa (W/m²)	765
Longitud	-5° 31' 30.97664" O
Latitud	39° 55' 28.75838" N
Altitud (m)	278
Temperatura ambiente (°C)	18,3

Tabla 2:Condiciones del punto de diseño en Navalmoral de la Mata (PVGIS)

6 Diseño del sistema mediante SAM

6.2 System Advisor Model (SAM)

El System Advisor Model, comúnmente conocido como "SAM", es un software desarrollado por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) con financiamiento del Departamento de Energía de EE. UU. (DOE), en colaboración con Sandia National Laboratories y University of Wisconsin's Solar Energy Laboratory.

SAM se presenta como una herramienta gratuita de modelado tecno-económico que tiene la capacidad de prever tanto el rendimiento como los costes asociados a proyectos de energía renovable conectados a la red en ubicaciones específicas. Este programa es versátil y puede modelar diversos tipos de sistemas de energía renovable. Entre ellos, se destacan los sistemas fotovoltaicos, desde pequeñas instalaciones en azoteas residenciales hasta grandes sistemas a escala industrial, así como sistemas de energía eólica y sistemas de energía solar de concentración para la generación de electricidad, que incluyen colectores cilindro-parabólicos, sistemas de torre y Fresnel lineal. Además de su capacidad de modelado, SAM ofrece la ventaja adicional de proporcionar modelos financieros que facilitan el cálculo de los costes de producción de electricidad, considerando aspectos como inversiones iniciales, intereses, deudas o impuestos, entre otros. Este programa será el principal utilizado para la elaboración de este TFG.

6.3 Concepto de las principales variables que aparecen en el programa

Para comprender el estudio realizado en SAM en el marco de la investigación desarrollada en este Trabajo de Fin de Grado, es fundamental comprender las variables clave que se manipularán y su significado:

- Múltiplo solar (SM): Este parámetro se define en las condiciones de diseño. Representa la relación entre la potencia térmica recibida en el receptor (MW_t), generada por el campo de helióstatos, y la potencia térmica demandada por el ciclo de potencia (MW_t). Su valor es mayor o igual a uno, pero cuando el sistema no utiliza almacenamiento, su valor tiende a ser cercano o igual a uno.

$$\text{Múltiplo Solar} = \frac{\text{Potencia térmica receptor } (MW_t)}{\text{Potencia térmica ciclo } (MW_t)}$$

Ecuación 1

- Temperatura Caliente y Fría del HTF, °C: estos parámetros reflejan la temperatura del fluido caloportador cuando el ciclo de energía opera en su punto de diseño, tanto en la salida (caliente) como en la entrada (fría) del receptor, respectivamente.
- La capacidad de almacenamiento puede ser descrita de varias formas:
 - Horas de Almacenamiento a Plena Carga, horas: este es el parámetro más comúnmente utilizado en distintos tipos de CSP. Representa el número de horas durante las cuales el sistema de almacenamiento puede suministrar energía al ciclo de potencia en su punto de diseño, es decir, la capacidad nominal de almacenamiento térmico expresada en horas a plena carga.
 - Horas de Almacenamiento del Campo Solar, horas: aunque este parámetro no es tan frecuentemente utilizado como las horas de almacenamiento a plena carga, es característico en las plantas termosolares de torre central. Representa el número de horas durante las cuales el campo solar podría suministrar calor en su punto de diseño. Su valor se obtiene utilizando la siguiente expresión:

$$\text{Horas de almacenamiento del campo solar } (h) = \frac{\text{Horas de almacenamiento a plena carga } (h)}{\text{Múltiplo Solar}}$$

Ecuación 2

De ambas formas, se puede hallar el valor de la capacidad térmica nominal del sistema de almacenamiento (TES, MWh_t):

Capacidad térmica del TES (MWht) = potencia térmica del ciclo(MWt) × horas de almacenamiento a plena carga(h)

Capacidad térmica del TES (MWht) = potencia térmica del receptor(MWt) × horas de almacenamiento del campo solar (h)

Ecuación 3

- Potencia bruta de diseño de la turbina, MW_e : como su propio nombre indica, representa la potencia eléctrica bruta de salida del bloque de potencia en el punto de diseño, esto es, sin tener en cuenta las pérdidas.
- Eficiencia del bloque de potencia: es una estimación de la relación entre la potencia eléctrica entregada a la red (potencia térmica del ciclo, MW_t) y potencia bruta de diseño de la turbina, MW_e . El valor representa el valor de las pérdidas esperadas en el punto de diseño.
- Eficiencia del bloque de potencia: esta variable representa el valor de la eficiencia del bloque de potencia, es decir, es la relación entre la potencia bruta de diseño de la turbina, MW_e y la potencia térmica requerida en la entrada del ciclo de potencia para que funcione en su punto de diseño (MW_t).

Eficiencia del bloque de potencia = $\frac{\text{potencia bruta de diseño de la turbina}(MW_e)}{\text{potencia térmica del ciclo}(MW_t)}$

Ecuación 4

- Área total de la planta, acres: El valor de esta variable es el área total ocupada por toda la planta termosolar de torre central, incluido el campo de helióstatos, la torre, el bloque de potencia, las tuberías, los tanques de almacenamiento, los edificios, etc.
- Factor de capacidad: El factor de capacidad es la relación entre la producción eléctrica prevista del sistema en el primer año de operación (kWh_e/yr) y la energía eléctrica

que se habría producido si la central hubiera trabajado a plena carga en ese mismo periodo (kW_e). Para su obtención, se utiliza la siguiente expresión:

$$\text{Factor de capacidad} = \frac{\text{producción eléctrica} \left(\frac{KWh}{\text{año}} \right) \times 8760 \left(\frac{\text{año}}{h} \right)}{\text{Energía eléctrica producida a plena carga} (KW_e)}$$

Ecuación 5

- Coste total de la instalación, \$: Esta variable representa el coste total de la instalación, es decir, la suma del coste directo total (suma de equipos, sistema, mano de obra de instalación, costes generales, etc.) y el coste indirecto total (adquisición de permisos, estudios ambientales, interconexión a la red, impuestos, etc.)
- Levelized Cost Of Energy, cents/kWh: Este parámetro, también conocido por sus siglas “LCOE”, es aquel que mide el coste total del ciclo de vida del proyecto expresado en cents/kWh de electricidad generada por el sistema durante su vida útil. De esta manera, el LCOE representa el coste de generar electricidad durante la vida del proyecto, contabilizando los impuestos y los incentivos. Con la obtención de su valor, permite al diseñador de la planta estimar si su instalación será factible o no, además de poder realizar análisis comparativos con otras plantas termosolares u otras tecnologías. También tiene en cuenta factores como la existencia de un área de almacenamiento de energía térmica dentro de la planta, el múltiplo solar o el factor de capacidad. Para todos los modelos financieros, SAM calcula LCOE tanto reales como nominales. La diferencia entre ambos es que el primero tiene en cuenta la inflación de la moneda a lo largo del tiempo, mientras que el segundo no lo tiene en cuenta, pues utiliza el valor de la moneda actualmente. Por lo tanto, la elección de LCOE real o nominal depende del análisis. Si bien para un análisis a largo plazo puede ser apropiado utilizar el LCOE real para tener en consideración el efecto de la inflación durante la vida del proyecto, para un análisis a corto plazo resulta más interesante utilizar un LCOE nominal. En el caso planteado en este TFG, se utilizará el LCOE real.

Como se mencionó anteriormente, las variables definidas en este apartado son las variables principales utilizadas. El resto de las variables que se utilizarán en este documento, o bien se explican cuando son mencionadas o bien están disponibles en la ayuda incorporada en el programa.

6.4 Características, dimensionado y optimización de la planta.

Para diseñar un proyecto de energía renovable en SAM, en primer lugar, se debe elegir la tecnología que se va a utilizar y un modelo financiero. De esta manera, la tecnología que se va a utilizar en esta investigación es la de torre empleando sal fundida (Molten Salt Power Tower) para la generación de energía eléctrica. Como modelo financiero se escogerá el de un único propietario (Single Owner), es decir, el propietario del proyecto (puede ser el desarrollador original o un inversor fiscal externo que compra el proyecto al desarrollador) construye, posee y opera el sistema de energía. Además, se ha elegido una vida útil de la planta de 25 años.

En segundo lugar, es necesario asignar los valores a todas las variables de entrada para brindar información sobre la ubicación del proyecto, las características del sistema, del campo de heliostatos, de la torre y el receptor, del bloque de potencia, del almacenamiento térmico y de los costes de la instalación, entre otras. Realizado esto, ejecutando las simulaciones se pueden observar los resultados obtenidos para esos valores introducidos. Se pueden observar gráficos y tablas de múltiples variables, incluso de conjuntos de valores de series temporales, como la producción de electricidad del sistema durante un año. Además, también aparece un conjunto de datos de series de tiempo representados en diferentes gráficos como un perfil diario promedio para cada mes del año. Todos estos datos, gracias a las herramientas adicionales que ofrece el software, pueden ser exportados como texto en el portapapeles, como archivo CSV, como archivo Excel, o incluso, se pueden exportar tablas y gráficos directamente como un archivo PDF. Además, en el caso de los gráficos, se pueden exportar como imágenes con unas ciertas dimensiones, ya sea en formato BMP, JPEG y PNG.

6.4.2 Localización y Recursos

SAM ofrece tres posibilidades para escoger los datos meteorológicos necesarios para el análisis:

- Escoger una carpeta de su base de datos
- Descargar estos datos de NREL Solar Prospector
- Utilizar unos datos específicos que tenga el usuario

En este caso se ha elegido descargar los datos de NREL Solar Prospector (Figura 41). Introduciendo las coordenadas del emplazamiento el programa es capaz de proporcionar todos los datos técnicos del lugar.

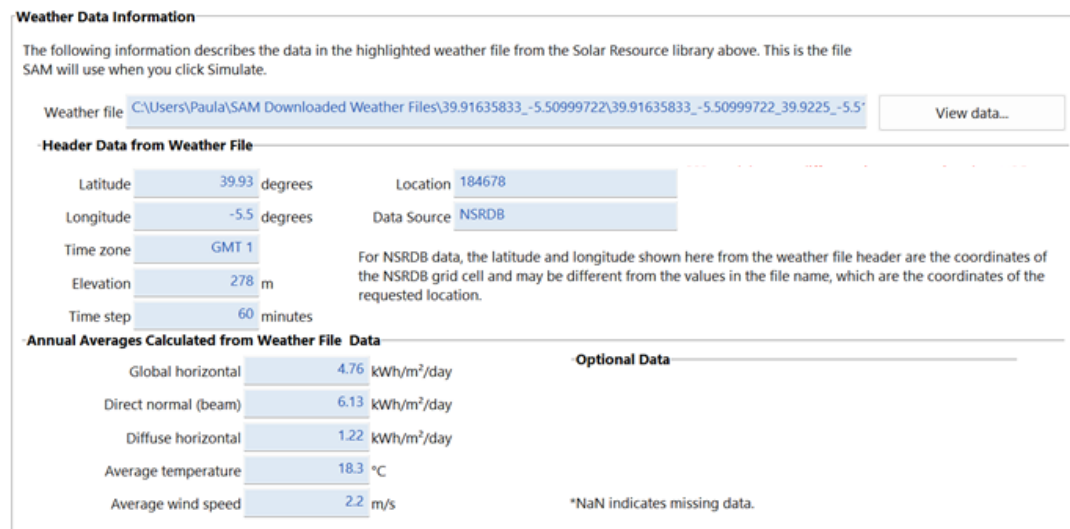


Figura 41: Datos climáticos introducidos en SAM (SAM)

6.4.3 Análisis de sensibilidad

Para la selección del múltiplo solar y las horas de almacenamiento de energía, se llevó a cabo un análisis de sensibilidad basado en la variación de uno de los principales indicadores económicos del sistema: el Valor Actual Neto (NPV, por sus siglas en inglés). En la

Figura 42, se puede observar cómo cambia el NPV en función del múltiplo solar y de las horas de almacenamiento. Según lo representado en el gráfico, se opta por un

valor de Múltiplo Solar de 2,5 y un número de horas de almacenamiento de energía de 10, ya que los valores más altos de NPV se encuentran en la zona superior derecha del gráfico.

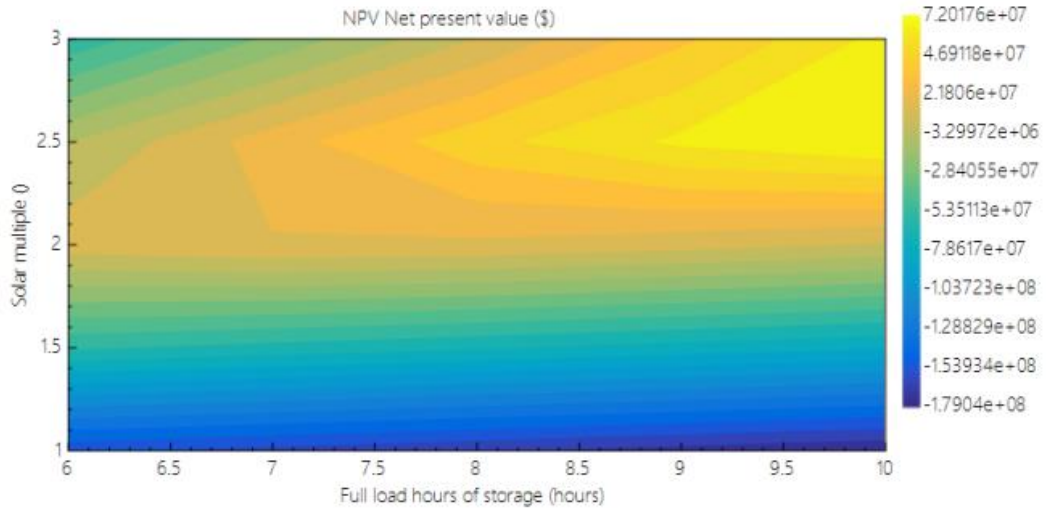


Figura 42: NPV en función del múltiplo solar y FLH de almacenamiento (SAM)

La Radiación del Punto de Diseño es un parámetro crucial que también requiere un análisis de sensibilidad. Optar por una irradiancia directa demasiado elevada, que se alcance solo ocasionalmente durante el verano, resultaría en que el bloque de potencia funcione la mayor parte del tiempo en condiciones de carga parcial, disminuyendo su eficiencia. Por otro lado, elegir un punto de diseño con radiación débil aumentaría significativamente los costes de inversión en el campo solar y generaría una cantidad excesiva de energía térmica no utilizable en el bloque de potencia. El valor de 765 se presenta como un buen compromiso entre los costes de instalación en el terreno y la cantidad de energía producida.

A su vez, se analizó el valor del PPA (Precio de Compra de Energía), obteniendo el valor predeterminado en el modelo SAM, que es de 0,12 dólares por kilovatio-hora (\$/kWh). En la Figura 43 y Figura 44, que se presenta a continuación, se examina el comportamiento del Valor Actual Neto (NPV), diferencia entre el valor presente de los flujos de efectivo futuros y el coste inicial de la inversión, y de la Tasa Interna de Retorno (IRR), el rendimiento porcentual anual que se espera de una inversión en relación, con el PPA o Acuerdo de Compra de Energía, con el propósito de seleccionar un valor

apropiado. Se observa que el NPV se vuelve positivo cuando el PPA alcanza los 12 c/kWh, logrando así un IRR del 9,4% al final de la vida útil, un valor considerado razonable. Por lo tanto, se decide adoptar este valor de 12 c/kWh como el precio de venta de la energía.

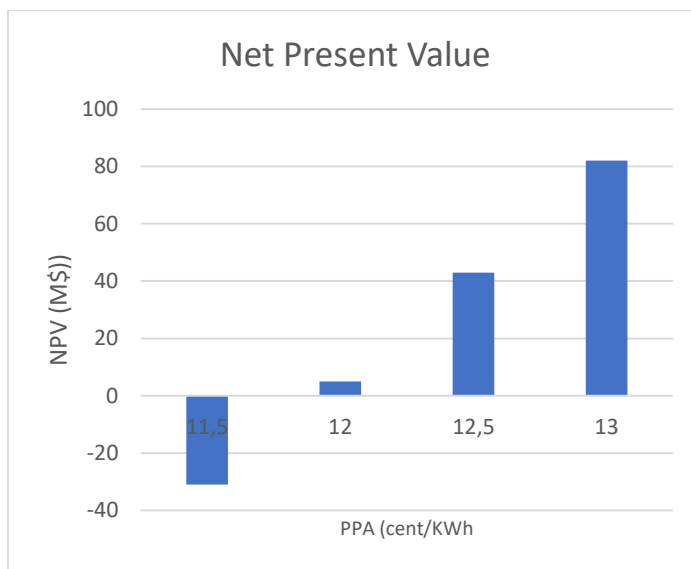


Figura 43: NPV en función del PPA (elaboración propia)

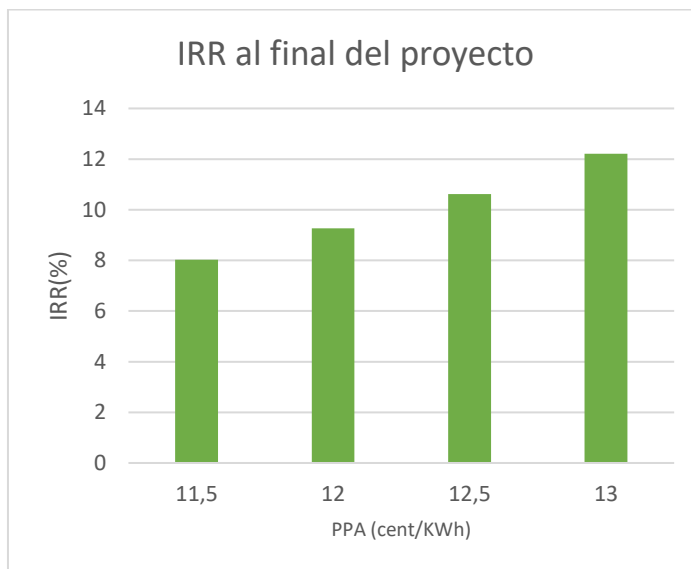


Figura 44: IRR en función del PPA (elaboración propia)

La influencia de algunos parámetros energéticos se analiza en la Figura 45. En particular se observa como varía la producción de energía eléctrica neta anual. Se puede observar que la eficiencia del ciclo térmico no tiene mucha importancia, al variar únicamente el 5 %. Las horas de almacenamiento tiene un impacto superior, mientras que el múltiplo solar es el parámetro que más influencia tiene en la producción. De hecho, al cambiar el múltiplo solar en +/-10 %, la energía varía aproximadamente 20 GWh.

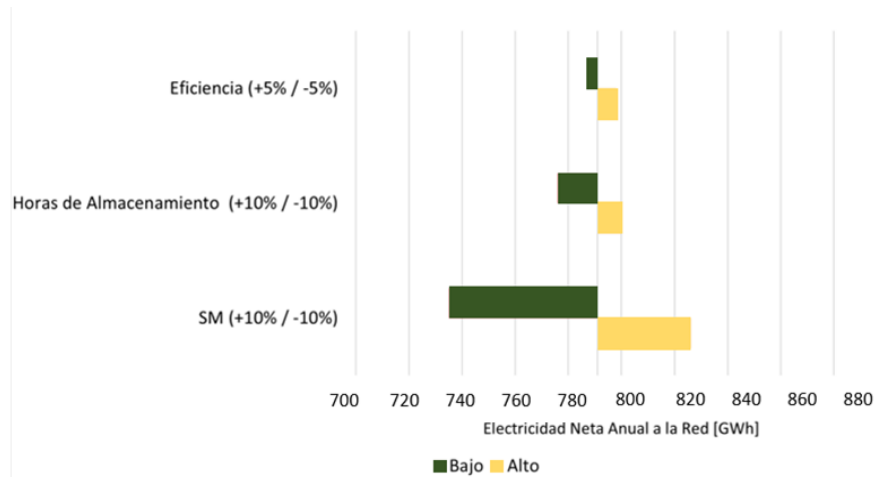


Figura 45: Análisis de sensibilidad energética (elaboración propia)

6.4.4 Diseño del Sistema

En este punto se destaca la introducción de los siguientes parámetros (Figura 46):

- Punto de diseño: 765 W/m^2 . Este dato se justifica en el apartado 5.5 Recurso solar.
- Múltiplo solar: 2,5.
- Considerando que la potencia eléctrica nominal del bloque de potencia es de 176 MW y su rendimiento promedio es del 41.2%, se deduce que la potencia térmica correspondiente es de aproximadamente 427.18 MW_t . Utilizando la fórmula del múltiplo solar, se estima que el campo solar tiene una potencia térmica, considerando las pérdidas, de 1068 MW_t .

- Las temperaturas del fluido térmico de alta y baja en la torre se sitúan en 560 °C y 290 °C, respectivamente, justificadas en el apartado 4.3 Fluido de transferencia de calor.
- El "Gross output" de la turbina se establece en 176 MW_e, seleccionado en la sección de superficie necesaria y derivado de la necesidad de destinar un 10% de la energía producida para el autoconsumo.
- La eficiencia térmica del sistema se establece en un 41.2%, valor considerado dentro de los promedios convencionales.
- Se fija la capacidad nominal de almacenamiento térmico en 10 horas, lo que representa el tiempo durante el cual el sistema de almacenamiento puede suministrar energía a plena carga en el punto de diseño del ciclo.

Design Point Parameters
The design point parameters determine the nominal ratings of each part of the power tower system. After specifying the design point parameters here, you can specify details of each component of the system on the Heliostat Field, Tower and Receiver, Thermal Storage, and Power Cycle input pages.

Heliostat Field		Power Cycle	
Design point DNI	765 W/m ²	Design turbine gross output	176 MWe
Solar multiple	2.5	Estimated net output at design (nameplate)	145.73 MWe
Receiver thermal power	1,067.96 MWt	Cycle thermal efficiency	0.412
Tower and Receiver		Cycle thermal power	427.18 MWt
HTF hot temperature	560 °C		
HTF cold temperature	290 °C		
Thermal Storage			
Full load hours of storage	10 hours		
Solar field hours of storage	4.00 hours		
Electric HTF Heater			
Enable electric heater to charge cold HTF	<input type="checkbox"/>		
Heater multiple	1.000		
Heater thermal power	0.00 MWt		
Heater hours of storage	0.000 hours		

Figura 46: Parámetros de diseño introducidos (SAM)

Seguidamente, a modo de información complementaria y clarificadora, se aporta una imagen del esquema proporcionado por SAM en cuanto al diseño de la central (Figura 47):

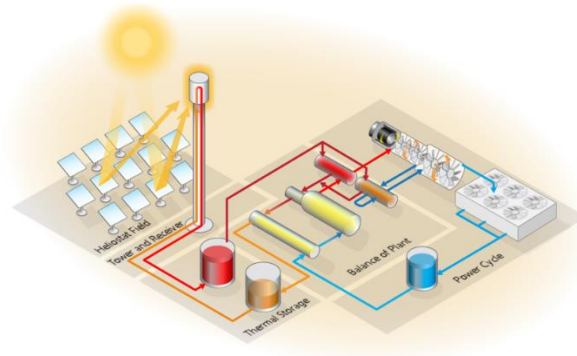


Figura 47: Esquema de la central termosolar de torre central (SAM)

6.4.5 Campo de Heliostatos

Existen dos enfoques recomendados para llevar a cabo una simulación en SAM en relación con la superficie: se puede establecer la potencia deseada y permitir que SAM determine la superficie óptima de instalación, o, inversamente, proporcionar la superficie disponible y que SAM indique la potencia óptima a instalar en esa área. En este escenario, dado que se pretenden abastecer las necesidades de potencia de la factoría, se requiere emplear la primera aproximación.

En base a lo anterior, se establecen las siguientes definiciones:

- Área de los heliostatos: 12.2 m x 12.2 m (SAM) con una superficie efectiva del 97%. Esto resulta en un área total de 144 m² de superficie útil.
- Eficiencia óptica: 94,3%.

SAM ofrece así los siguientes parámetros de diseño, que pueden verse en la Figura 48:

- Superficie base: es la superficie que delimita el campo de heliostatos. En este caso es de 3841,03 acres, es decir, 1554 ha.
- Superficie total de tierra: corresponde al área requerida para todo el sistema, incluido el campo de heliostatos, torre, planta de energía, tuberías, tanques de almacenamiento, edificios, etc. En este caso es de 3886,03 acres, es decir, 1572 ha. En este punto es importante destacar que el área disponible seleccionada, de 1600 ha es suficiente para albergar la planta de torre central diseñada.

- Área reflectante total del heliostato: corresponde al área reflectante del heliostato multiplicada por el número de heliostatos. En este caso es de 2.772.573,7 m²

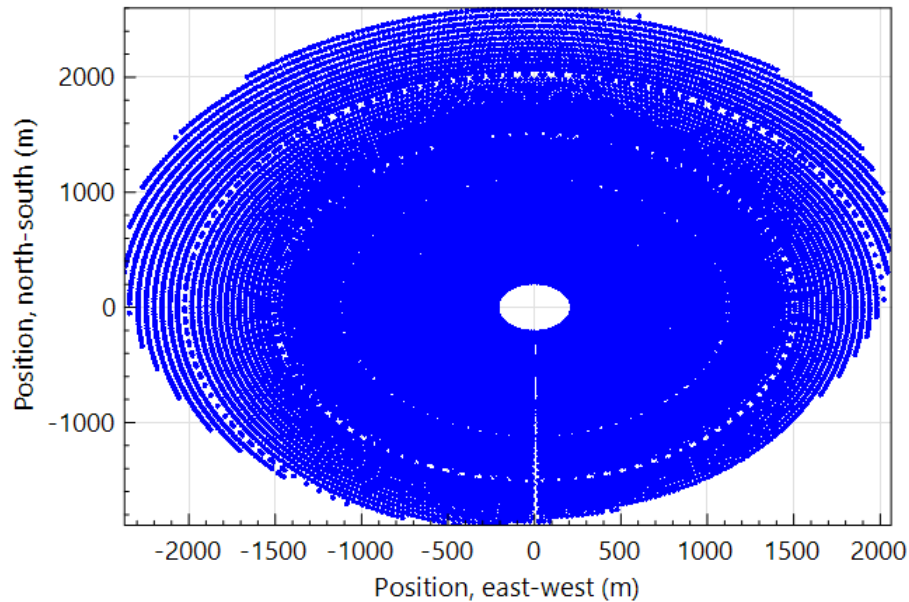


Figura 48: Esquema de la disposición de los heliostatos y de sus dimensiones [SAM]

6.4.6 Torre y Receptor

En este apartado, se seleccionan los parámetros por defecto de SAM. Se cambia el fluido caloportador a una sal de 60% NaNO₃ y 40 % KNO₃. Se selecciona un receptor externo compuesto por la aleación metálica AISI 316, naturalmente resistente a la corrosión.

Otros datos aportados aquí por el programa son el múltiplo solar, la potencia térmica del recibidor y el máximo flujo másico que pasa por el recibidor, que corresponden a los valores de 2,5; 1067,96 MW_t y 2495,952 kg/s, respectivamente. La torre tiene una altura de 293,6 m y el receptor tienen una altura de 28,16 m y un diámetro de 25 m (Figura 49).

MSPT Receiver External ▾

External Receiver

Receiver height m

Receiver diameter m

Number of panels

Flow pattern ▾

Figura 49: Dimensiones del recibidor (SAM)

6.4.7 Ciclo de potencia

El modelo de ciclo de potencia contiene los equipos necesarios para convertir la energía térmica del del campo solar en energía mecánica o eléctrica útil. El sistema CSP utiliza un ciclo Rankine de vapor convencional y un generador eléctrico. En este apartado no se han introducido datos concretos ya que en la parte del diseño del sistema ya se concretaron los valores de la eficiencia del ciclo (41,2 %) y la potencia de salida del ciclo de potencia (176 MW). Con ello el ciclo de potencia de la planta diseñada presenta los parámetros que aparecen a continuación (Figura 50):

General Design Parameters

Pumping power for HTF through power block	<input type="text" value="0.55"/> kW/kg/s	Cycle design HTF mass flow rate	<input type="text" value="998.4"/> kg/s
Fraction of thermal power needed for standby	<input type="text" value="0.2"/>	Cycle design HTF pump power	<input type="text" value="0.549"/> MWe
Power block startup time	<input type="text" value="0.5"/> hours	Cooling parasitics at design	<input type="text" value="5.116"/> MWe
Fraction of thermal power needed for startup	<input type="text" value="0.5"/>		
Minimum turbine operation	<input type="text" value="0.2"/>		
Maximum turbine over design operation	<input type="text" value="1"/>		

Rankine Cycle ▾

Rankine Cycle Parameters

Steam cycle blowdown fraction	<input type="text" value="0.02"/>
Turbine inlet pressure control	<input type="text" value="Fixed pressure"/> ▾
Condenser type	<input type="text" value="Air-cooled"/> ▾
Ambient temperature at design	<input type="text" value="42"/> °C
ITD at design point	<input type="text" value="16"/> °C
Reference condenser water dT	<input type="text" value="10"/> °C
Approach temperature	<input type="text" value="5"/> °C
Condenser pressure ratio	<input type="text" value="1.0028"/>
Min condenser pressure	<input type="text" value="2"/> inHg
Cooling system part load levels	<input type="text" value="8"/>

Figura 50: Parámetros establecidos para el diseño del ciclo de potencia (SAM)

6.4.8 Almacenamiento térmico

Es interesante que, para este apartado, SAM ya tiene definido, gracias a los puntos introducidos anteriormente, la mayoría de los parámetros del sistema de almacenamiento. Como dato a destacar, SAM define el volumen de almacenamiento necesario para esta planta, que corresponde a 19875 m^3 para cada uno de los tanques. Como dato de entrada, se ha introducido un valor de 10 horas de almacenamiento térmico, ya que un almacenamiento menor supone un LCOE significativamente mayor.

Sabiendo que la potencia nominal térmica del bloque de potencia se calcula dividiendo 176 MWe entre $41,2\%$ de rendimiento del bloque de potencia, se obtienen $427,3 \text{ MWt}$. Multiplicando este valor por el número de horas de almacenamiento, se obtiene un almacenamiento térmico de $4271,8 \text{ MWh}_t$. Además, el programa tiene establecido el volumen necesario y la relación que debe tener la altura con el diámetro (valor cercano a 3). Así, se define una altura de 12 m y, a partir de esta se obtiene un diámetro de 48 m por tanque.

6.4.9 Control del sistema

Las entradas del control del sistema determinan los parámetros de funcionamiento del sistema, es decir, el modo de funcionamiento de la planta termosolar en función de la demanda de la planta de diamantes y sus necesidades energéticas. Idealmente deberían definirse estos parámetros. Sin embargo, dado que no se dispone de las curvas de consumo de la fábrica de baterías, se decide asumir un funcionamiento del 100% durante todo el tiempo. Así, se especifica un valor de 1 como múltiplo de la entrada térmica del ciclo de alimentación para escalar la salida eléctrica del sistema

6.4.10 Ciclo de vida y degradación

En este apartado se dejan los valores establecidos por SAM por defecto, que corresponden, curiosamente, a un valor de degradación del 0% anual. Este valor llama la atención puesto que lo normal es que un sistema se degrade a medida que pasa el tiempo

de uso del mismo. No obstante, lo que hace SAM es dar por sentado que se invierte el dinero necesario en reparar todo aquello que se estropea y, por tanto, se puede contar como si no hubiera degradación. Es decir, se da por sentado que todo aquello que se degrada, se mitiga, y se cuenta con su coste económico como parte de la operación y mantenimiento del sistema.

6.5 Resultados energéticos de la simulación

La Figura 51 exhibe la producción mensual de energía, destacando los picos entre mayo y septiembre, alcanzando su punto máximo en julio con 98,28 GWh, mientras que el mínimo se registra en diciembre con 24,25 GWh. Esta variación parece lógica, ya que los meses estivales en España ofrecen días más extensos y una mayor radiación solar, favoreciendo un rendimiento óptimo. En contraste, el invierno presenta una disminución en la producción debido a la menor intensidad solar, días más cortos y condiciones climáticas menos favorables.

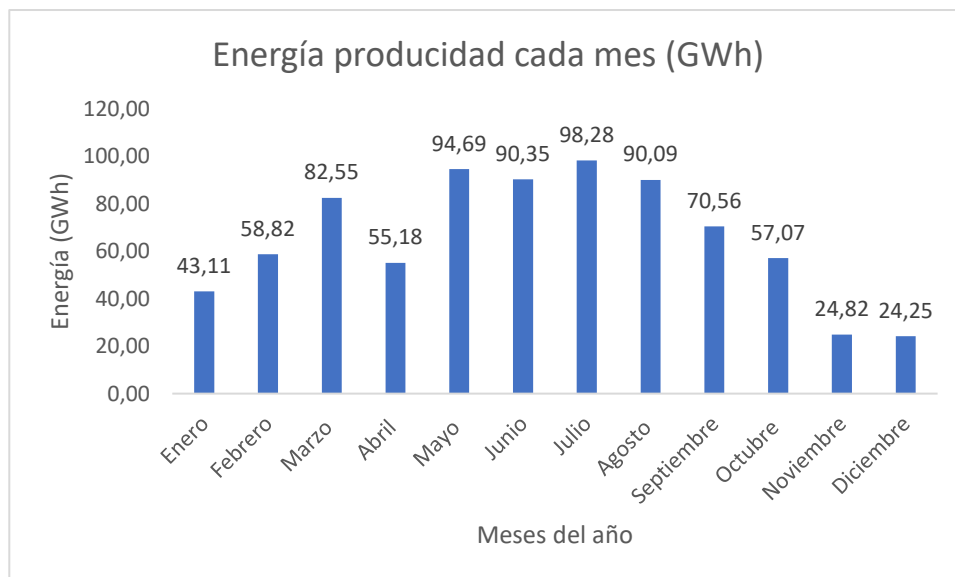


Figura 51: Análisis de sensibilidad energética (elaboración propia)

Desde la perspectiva del suministro de energía, se presenta el perfil medio anual ilustrado en la Figura 52. Se evidencia que el sistema de almacenamiento se activa cuando la disponibilidad de energía solar disminuye, aproximadamente a las 17:00 horas,

y opera hasta su descarga completa alrededor de las 6:00 horas, totalizando unas 10 horas de funcionamiento.

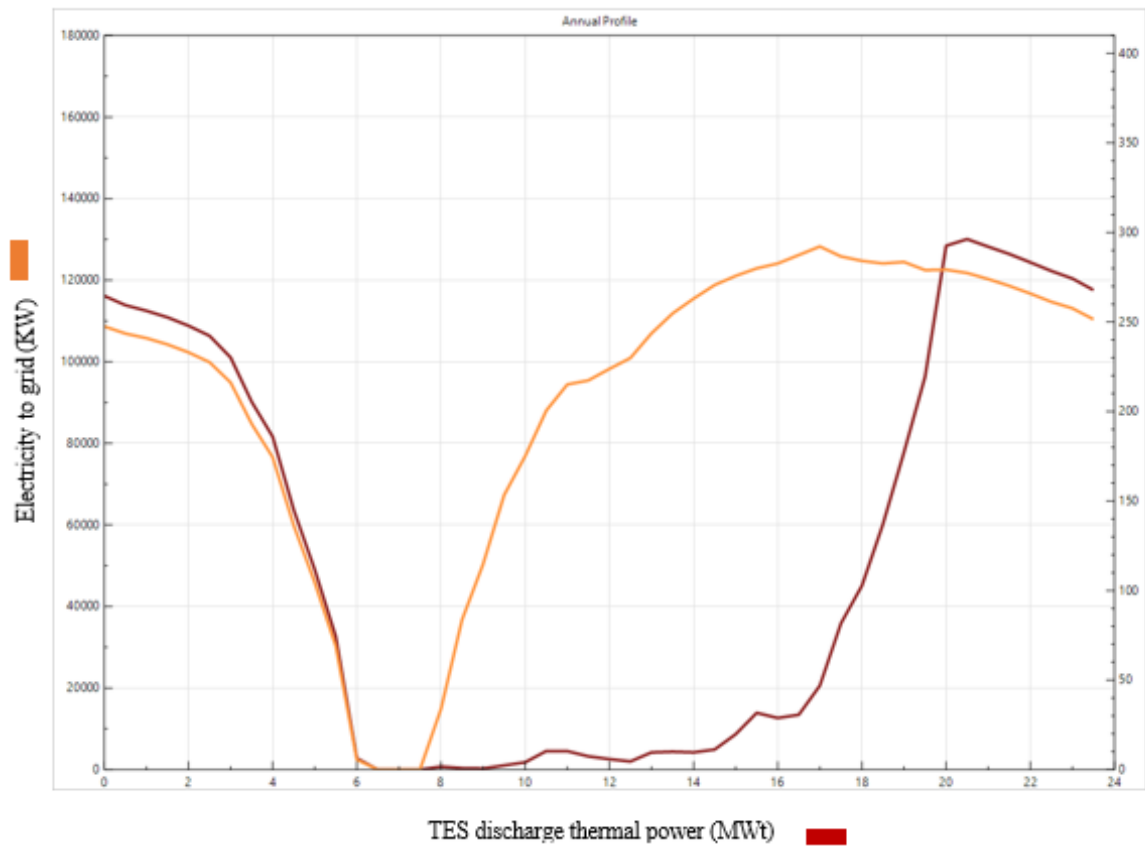


Figura 52: Proceso de generación de energía y descarga del sistema de almacenamiento durante un día del año (SAM)

7 Conclusiones

En esta sección, se sintetizarán los datos obtenidos tanto en el primer capítulo como en los subsecuentes, referentes a los aspectos económicos y ambientales, que se presentan a continuación.

La central, diseñada para satisfacer la demanda de la fábrica de baterías ENVISION AESC, con una potencia nominal 160 MW, está ubicada en una hacienda ganadera de 1600 ha en Navalmoral de la Mata, con pendientes medias del 1%, evitando áreas protegidas y servidumbres. Se utiliza un bloque de potencia Rankine con un rendimiento del 41,2%, generando 427 MW_t. El almacenamiento térmico se realiza con dos tanques de sales fundidas a diferentes temperaturas, totalizando 4271,8 MWh_e. El campo de heliostatos cubre 277,25 ha. La torre alcanza una altura de 293,6 m, utilizando sales fundidas de nitrato de sodio y potasio como sistema de almacenamiento.

Los resultados económicos indican que la central termosolar es financieramente viable, con una producción anual de 792 GWh y un factor de planta del 61%. Aunque el uso del agua es elevado, con 179,772 m³ anuales extraídos del embalse de Valdecañas, los indicadores económicos son favorables. El LCOE nominal es de 12,92 c€/kWh, mientras que el LCOE real, que incluye la inflación anual, se reduce a 10,26 c€/kWh. Estos valores son razonables en comparación con plantas de concentración solar. El Pay Back del proyecto es de 20 años, y la inversión total necesaria es de 1.276.921.600€. El Valor Actual Neto (NPV) es positivo, indicando viabilidad económica, y la Tasa Interna de Retorno (IRR) al final del proyecto, alcanzando el 9,26%, supera la tasa de descuento. El gráfico de flujos de efectivo revela una recuperación significativa de la inversión inicial, especialmente impulsada por la depreciación.

En cuanto a la evaluación de impacto ambiental, se destacan preocupaciones en relación con la fauna, el agua y el paisaje. La proximidad a un Área de Importancia de Aves y la modificación del paisaje y cauces de arroyos son aspectos críticos que requerirán estudios detallados y medidas mitigadoras para minimizar impactos

ambientales significativos. La propuesta muestra resultados prometedores, pero se subraya la importancia de abordar cuidadosamente los aspectos ambientales identificados.

En resumen, se ratifica la viabilidad técnica, económica y ambiental para la edificación de la central termosolar de torre.

8 Referencias

- [1] Energy Institute. Statistical Review of World Energy. 2023.
- [2] Worldenergyoutlook.org. (2022). IEA - World Energy Outlook. [online]
Available at: <http://www.worldenergyoutlook.org>.
- [3] Annual activity report 2021 - Energy. European Commission.
- [4] El sector energético en España - Datos estadísticos. (s/f). Statista.
<https://es.statista.com/temas/7651/el-sector-energetico-en-espana/>
- [5] Informe del Sistema Eléctrico Español 2022. Sistemaelectrico-ree.es
- [6] Informe Trimestral de Comercio Exterior, Tercer trimestre 2023,
Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.
- [7] El efecto fotovoltaico en la célula solar. (s/f). Blogspot.com, de
<https://aerogeneradores-energia-eolica.blogspot.com/2014/02/efecto-fotovoltaico-en-la-celula-solar.html>
- [8] Lovegrove, K., & Stein, W. (2020). *Concentrating Solar Power Technology: Principles, developments, and applications*. Woodhead Publishing.
- [9] Omar Behar, Abdallah Khellaf, Kamal Mohammedi, A review of studies on central receiver solar thermal power plants, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 23, 2013.
- [10] R.P. Merchán, M.J. Santos, A. Medina, A. Calvo Hernández, High temperature central tower plants for concentrated solar power: 2021 overview, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 155, 2022.
- [11] Clifford K. Ho, Advances in central receivers for concentrating solar applications, *Solar Energy*, Volume 152, 2017.

- [12] Guruprasad Alva, Lingkun Liu, Xiang Huang, Guiyin Fang, Thermal energy storage materials and systems for solar energy applications, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 68, Part 1, 2017.
- [13] Madjid Sarvghad, Salar Delkassar Maher, David Collard, Matthew Tassan, Geoffrey Will, Theodore A. Steinberg, Materials compatibility for the next generation of Concentrated Solar Power plants, *Energy Storage Materials*, Volume 14, 2018.
- [14] Monje Gómez L. Estudio de sensibilidad de una central termosolar con captadores cilindro-parabólicos. 2016. <http://hdl.handle.net/10016/27209>.
- [15] Atlas de radiación solar en España - Agencia Estatal de Meteorología - AEMET. Gobierno de España.
- [16] Clemente, W., & Espinoza, C. (2021). Diseño conceptual de concentrador solar de disco parabólico para generar energía térmica de alta temperatura. *Revista Fuentes, El Reventón Energético*, 19(2).
- [17] González, A. (2022, mayo 6). Así será la fábrica de baterías que Volkswagen levantará en Sagunto. *Híbridos y Eléctricos*.
- [18] Conroy T., Collins M., Grimes R. A review of steady-state thermal and mechanical modelling on tubular solar receivers. *Renew Sust Energy Rev*, 119 (2020), Article 109591.
- [19] Pfahl A., Coventry J., Röger M., Wolfertstetter F., Vásquez-Arango J., Gross F., Arjomandi M., Schwarzbözl P., Geiger M., Liedke P. Progress in heliostat development. *Sol Ener*, 152 (2017).
- [20] Belaid A., Filali A., Gama A., Bezza B., Arrif T., Bouakba M. Design optimization of a solar tower power plant heliostat field by considering different heliostat shapes. *Int J Energy Res*, 44 (2020).

- [21] Photovoltaic geographical information system (PVGIS). (s/f). EU Science Hub.
- [22] González Rodríguez M. Diseño y análisis de una central termosolar de 50 mw con tecnología cilindro parabólico. 2016.
- [23] De E, Industriales I, De Valladolid U, et al. Diseño, dimensionamiento y simulación de una planta termosolar con almacenamiento térmico a través del programa system.
- [24] Burgaleta, Juan & Arias, Santiago & Ramirez, Diego. (2011). Gemasolar, the first tower thermosolar commercial plant with molten salt storage. Solarpaces. 69.
- [25] Osunaa, Rafael & Olavarríaa, Rafael & Morilloa, Rafael & Sáncheza, Marcelino & Canteroa, Felipe & Fernández-Queroa, Valerio & Roblesb, Pedro & Cerrob, Teodoro & Estebanb, Antonio & Cerónb, Francisco & Talegónc, Juan & Romerod, Manuel & Téllezd, Felix & Marcosd, MaJesus & Martíneze, Diego & Valverdee, Antonio & Monterreale, Rafael & Pitz-Paalf, Robert & Brakmann, George & Silva, Manuel. (2006). PS10, CONSTRUCTION OF A 11MW SOLAR THERMAL TOWER PLANT IN SEVILLE, SPAIN.
- [26] Geyer, Michael & Aringhoff, R. & Herrmann, Ulf & Kistner, Rainer & Nava, Paul & Osuna, Rafael. (2002). AndaSol : 50MW Solar Plants with 9 Hour Storage for Southern Spain.
- [27] Crespo Calvo, M. (2021). Diseño, dimensionamiento y simulación de una planta termosolar con almacenamiento térmico a través del programa system advisor model.
- [28] Celador Lera M. Diseño y análisis de una central termosolar de torre central operando con sodio fundido. 2016. <http://hdl.handle.net/10016/26973>.

- [29] Moreno Luque E. Dimensionado de una central híbrida termosolar-fotovoltaica con sistema de almacenamiento térmico. 2015. Escuela Técnica Superior de Ingeniería Universidad de Sevilla.
- [30] Bravo Agurto F. Evaluación del impacto ambiental de una central termosolar. 2022. <http://hdl.handle.net/10810/63245>
- [31] Singer, C., Buck, R., Pitz-Paal, R., & Müller-Steinhagen, H. (2010). Assessment of solar power tower driven ultrasupercritical steam cycles applying tubular central receivers with varied heat transfer media. *Journal of solar energy engineering*, 132(4), 041010.
- [32] Espejo Marín C. La energía solar fotovoltaica en España. (2004). Universidad de Murcia
- [33] C. K. Ho. Advances in central receivers for concentrating solar applications. *Solar Energy*, vol. 152, 2017.
- [34] Islán Marcos, Manuel Enrique, Serrano Pérez, Marta and García García, Manuel (2012). Análisis de la situación energética en España. "Tecnología y Desarrollo: Revista de Ciencia, Tecnología y Medio Ambiente", v. X (n. 2012); pp. 1-20. ISSN 1696-8085
- [35] Alcántara Escolano, Vicent..Consumo energético y emisiones de CO₂ en la industria española (2009) . *Economía industrial* Núm. 371.
- [36] Zonas de especial Conservación - Zonas de Especial Conservación según la Ley 92/43/CEE. Consejería de Agricultura, Desarrollo R. http://extremambiente.juntaex.es/index.php?option=com_content&id=1015&Itemid=458
- [37] Rivera, L. D. Á. M. (2023). Análisis tecno-económico de una central termosolar de receptor central con almacenamiento térmico de energía en el sur de honduras.

- [38] Soler, A. (2021, 3 julio). ¿Qué es una gigafactoría? *NeoMotor*.
<https://neomotor.epe.es/industria/que-es-una-gigafactoria-IENM5648>
- [39] José González Aguilar, EOI escuela de organización industrial, Máster en Energías Renovables y Mercado Energético (Madrid), Dimensionamiento de un sistema de receptor central. (2022)
- [40] Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030.
Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico

DISEÑO Y ANÁLISIS DE UNA
CENTRAL TERMOSOLAR DE TORRE
CENTRAL

DOCUMENTO N.º 2: **ESTUDIO ECONÓMICO**

1 Análisis económico mediante SAM

1.1 Inversión capital

La evaluación de la inversión de capital se ha estructurado en tres principales segmentos, cuyos gastos han sido calculados a través del Sistema de Análisis de Mercado (SAM):

- Infraestructura del campo solar
- Implementación del sistema de almacenamiento con sales fundidas
- Desarrollo del bloque de potencia

1.1.2 Campo solar

La superficie del campo de colectores abarca 2,772,573.7 m², lo que equivale a 277.25 hectáreas. Considerando un coste de terreno de 16 €/m² y teniendo en cuenta negociaciones con gobiernos, ayuntamientos y propietarios de terrenos, se estima un coste total del terreno de 44.36 millones de euros. A esta cifra se le suman los costes relacionados con la obra civil, como acondicionamiento, movimiento de tierras, cementaciones, pilotes, entre otros, aunque SAM no permite incorporar estos gastos directamente.

En relación con los helióstatos, se planea utilizar 19,204 unidades, con un precio supuesto de 127 €/m², generando un coste total de helióstatos de 352,11 millones de euros. La torre, con un coste fijo de 2 millones de euros y un factor de escala del 0.0113, tendrá un coste total de 50,42 millones de euros. A este coste se le añaden los gastos asociados con cableado, transformadores, cuadros eléctricos, entre otros. El área del receptor solar abarcará 2211.01 m², con un coste de referencia de 83 millones de euros. Considerando un factor de escala del 0.7, el coste final del receptor se establece en 105,43 millones de euros.

1.1.3 Sistema de almacenamiento

En lo que respecta al almacenamiento de energía, en este proyecto se dispondrá de tanques con una capacidad de almacenamiento de 4,271.84 MWh_t. Suponiendo un coste de 22 €/kWh, el coste final del sistema de almacenamiento se estima en 94 millones de euros. En este apartado se debe tener en cuenta el coste de las sales que se utilizarán en los tanques, así como el sistema de bombeo entre los mismos.

1.1.4 Bloque de potencia

El bloque de potencia se ha diseñado con una potencia nominal de 176 MW_e. Se ha supuesto un coste de balance de planta de 285€/kW_e y un coste de potencia instalada de 1040 €/kW_e. Por tanto, en el apartado del bloque de potencia se tiene unos costes totales de 183 M€. Por tanto, teniendo en cuenta los costes anteriormente descritos, se tiene un coste total de la instalación de 879,5 M€. A este coste se le debe aplicar la tasa de contingencia que es del 7 % y de esta manera se llega al coste final directo que es de 941,1 M€. Los costes indirectos incluyen las tasas, que se asumen como el 5 %, y los costes de propiedad y de la tierra. Añadiendo estos costes a los costes directos, se llega al coste de inversión final de 1140 M€.

A continuación, se presenta Tabla 3 y el Figura 53, que resumen los principales costes y su distribución en porcentaje. En particular, se destaca que los helióstatos representan el mayor gasto del proyecto en su totalidad, alcanzando el 34 % de la inversión total.

	<i>Coste (M\$)</i>
Helióstatos	397,48
Torre	50,43
Receptor	105,44
Almacenamiento Térmico	93,98
Bloque de Potencia	233,21
Contingencias	61,6
Costes indirectos	198,85
<i>Total (M\$)</i>	1140,99

Tabla 3: Inversión capital por secciones (elaboración propia)

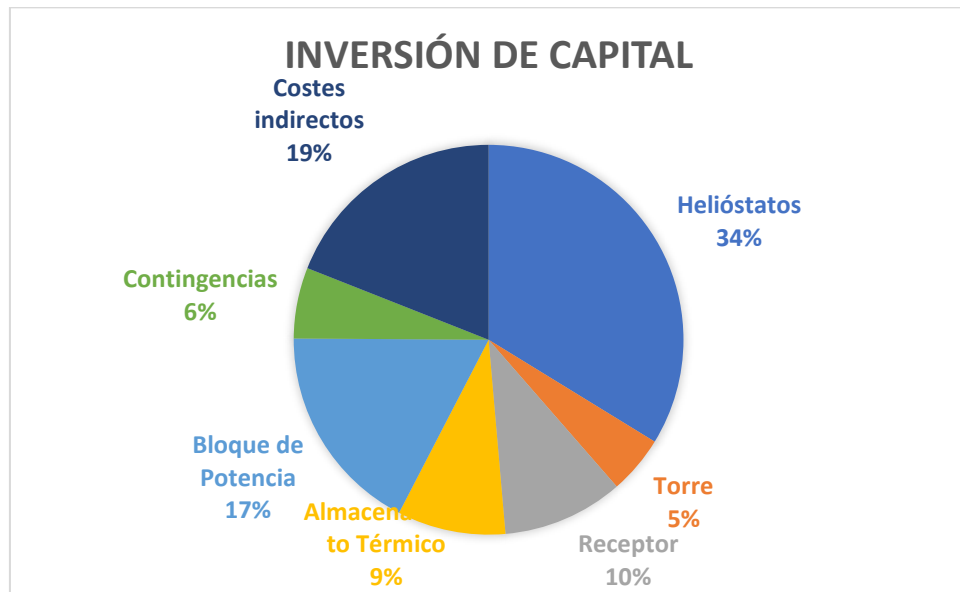


Figura 53: Gráfico circular inversión capital por secciones (elaboración propia)

1.2 Costes de operación y mantenimiento

Los costes operativos, previamente evaluados por el Sistema de Análisis de Mercado (SAM), se desglosan en dos categorías: costes fijos y costes variables. Los costes fijos, establecidos en 56 €/kW anualmente, representan una parte constante de la operación. Por otro lado, los costes variables están directamente vinculados a la producción energética y se sitúan en 3,5 €/MWhac.

1.3 Parámetros financieros

La tasa de inflación en España actualmente se encuentra en el 3,2 %. A pesar de ello, el objetivo de inflación establecido por el Banco Central Europeo (BCE) para el país es del 2 %, lo que sugiere que podría disminuir en los próximos años. En consecuencia, se ha tomado la decisión de fijar la tasa de inflación en el 2,5 %. El "discount rate" se mantiene en el 6,5 % y, en relación con la deuda, se establece una relación de cobertura de servicio de la deuda (DSCR) del 1,75 %.

1.4 Modelo económico

Se ha optado por el modelo de PPA (Power Purchase Agreement) de único propietario para determinar el precio de venta de la energía. Este enfoque implica la firma de un contrato con un cliente que adquiere toda la energía generada durante un periodo específico de años. En este caso, el contrato abarca la totalidad de la vida útil del proyecto, es decir, 25 años, y se ha fijado un precio de venta de 12 €/kWh.

1.5 Resultados económicos

En la siguiente tabla (Figura 54) se presentan los resultados obtenidos a través del análisis en SAM.

La energía neta que se produce en la central es de 792 GWh anuales. El factor de planta de una central eléctrica es el cociente entre la energía real generada durante un período frente a la energía que hubiera generado a plena carga durante ese mismo período. Para este proyecto, el valor es del 61%. El uso del agua es muy elevado, con necesidades anuales iguales a 179,772 m³ que debe extraer del embalse de Valdecañas. El LCOE (Levelized Cost Of Energy) es el coste de producción de la energía. Cuanto menor sea este valor, mayor rentabilidad tendrá el proyecto. En este estudio, el LCOE nominal es de 12,92 c€/kWh¹ y el LCOE real es 10,26 c€/kWh. La diferencia entre ambos es que el LCOE real incluye la inflación anual y la nominal no incluye tasas. Cabe destacar que los valores obtenidos son razonables con respecto a los que se esperan de plantas de concentración solar 0,12 – 0,238 €/kWh. Por último, el Pay Back del proyecto es de 20 años y la inversión total necesaria para construir la central termosolar es de 1.276.921.600€.

Se aprecia que el Valor Actual Neto (NPV en inglés) es positivo y que el Punto de Equilibrio (LPPA en inglés) nominal es mayor que LCOE nominal. Un NPV negativo indicaría la inviabilidad económica del proyecto. Además, la Tasa Interna de Retorno (IRR en inglés) al final del proyecto, que alcanza el 9,26 %, supera la tasa de descuento. Estas señales apuntan a la viabilidad financiera del proyecto.

Metric	Value
Annual AC energy (year 1)	791,867,520 kWh
Capacity factor (year 1)	61.0%
Annual Water Usage	179,772 m ³
PPA price in Year 1	12.00 ¢/kWh
PPA price escalation	1.00 %/year
LPPA Levelized PPA price nominal	13.00 ¢/kWh
LPPA Levelized PPA price real	10.32 ¢/kWh
LCOE Levelized cost of energy nominal	12.92 ¢/kWh
LCOE Levelized cost of energy real	10.26 ¢/kWh
NPV Net present value	\$5,866,332
IRR Internal rate of return	7.17 %
Year IRR is achieved	20
IRR at end of project	9.26 %
Net capital cost	\$1,276,921,600
Equity	\$706,528,512
Size of debt	\$570,393,088
Debt percent	44.67%

Figura 54 : Resultados para la simulación de torre central (SAM)

A continuación, se presenta el gráfico de los flujos de efectivo (Figura 55), evidenciando la recuperación de la inversión inicial. Según se observa en el gráfico, una parte considerable de la inversión inicial se recupera durante el primer año de operación, siendo este proceso impulsado principalmente por la depreciación.

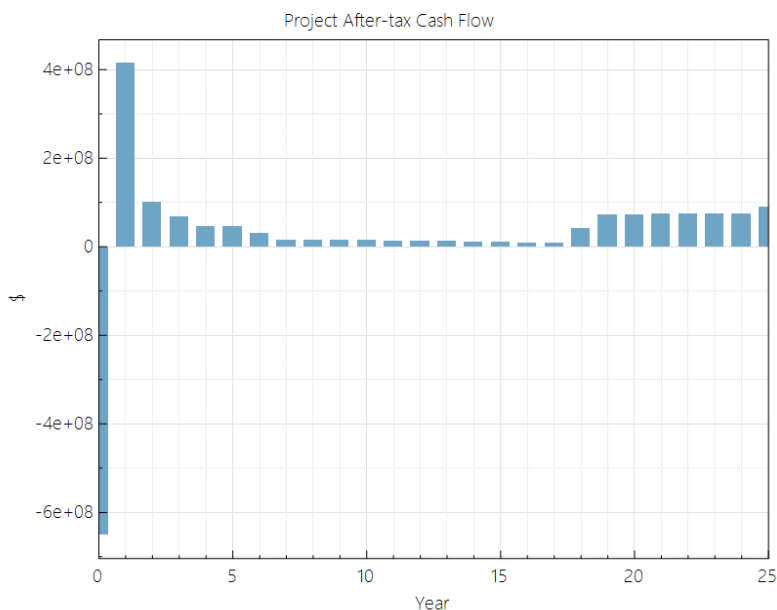


Figura 55 : Gráfico de los flujos de efectivo (SAM)

DISEÑO Y ANÁLISIS DE UNA
CENTRAL TERMOSOLAR DE TORRE
CENTRAL

DOCUMENTO N.º 3: ESTUDIO AMBIENTAL

1 Impacto ambiental de la planta

El presente Estudio de Impacto Ambiental, abreviado como EIA, tiene como objetivo identificar, describir y evaluar los efectos primordiales sobre la población, fauna, flora, suelo, aire, agua, factores climáticos, paisaje y bienes materiales derivados de las acciones asociadas a la construcción, operación y desmantelamiento del proyecto de solar térmico de concentración. Se lleva a cabo una evaluación cualitativa con la finalidad de mitigar, eliminar o compensar estos efectos.

Este proyecto se encuentra dentro de las categorías especificadas en el Anexo I del Decreto 45/1991, que trata sobre Medidas de Protección del Ecosistema en la Comunidad Autónoma de Extremadura (ratificado por el Decreto 25/1993 de 24 de febrero). Este anexo detalla las actividades que requieren un EIA, incluyendo centrales eléctricas y líneas de transporte de energía eléctrica, abarcando así el ámbito de este proyecto en particular.

Además, resulta imperativo analizar las condiciones iniciales del terreno antes de llevar a cabo la implementación del proyecto termosolar, abordando tanto las particularidades orográficas como las climatológicas. La zona en cuestión se encuentra en el piso bioclimático mesomediterráneo, el más prevalente en la Península, caracterizado por la presencia de escasas especies exclusivas. En lo que respecta a la vegetación, se identifican algunas especies arbóreas, siendo la actividad principal en la región la ganadería extensiva. (Datos CORINE2006).

Es relevante destacar que la zona seleccionada carece de instalaciones de ocio que podrían tener un impacto negativo, como balnearios, campos de golf, vías verdes o actividades cinegéticas, entre otras.

A continuación, se detallan las actividades requeridas según la fase del proyecto:

Fase de Construcción:

- Preparación del Terreno: Incluye la eliminación de la vegetación existente, la nivelación, y la apertura o mejora de accesos, entre otras acciones.
- Obra Civil: Engloba la construcción de cimentaciones, edificaciones, vallados, canalizaciones, subestación, y demás infraestructuras.
- Trabajos Mecánicos: Comprende la instalación de colectores, turbinas de vapor, y equipamiento auxiliar, entre otras instalaciones.
- Trabajos Eléctricos: Involucra la instalación de transformadores, conexiones eléctricas, sistemas de iluminación y cualquier componente eléctrico necesario.
- Transporte de Materiales, Maquinaria y Equipos.
- Almacenamiento/Acopio: Se refiere a la gestión de materiales de construcción y residuos, incluyendo su almacenamiento.
- Eliminación de Materiales y Rehabilitación de Daños.

Operación:

- Introducción de Nuevas Infraestructuras: Incluyendo la Planta Termosolar y la línea eléctrica de evacuación.
- Mantenimiento de Heliostatos: Actividades como limpieza y sustitución de equipos dañados.
- Generación Eléctrica: Actividades asociadas a la producción de energía eléctrica.
- Consumo de Recursos: Incluye el consumo de agua y otras materias primas necesarias para el proceso.
- Mantenimiento General: Engloba el cuidado y mantenimiento de todos los equipos e instalaciones.

Clausura y Desmantelamiento:

- Retirada de Materiales.
- Reforestación o Adecuación del Terreno: Involucra la reintroducción de especies vegetales autóctonas o la adaptación del terreno para usos agrícolas.

Después de comprender las diversas fases del proyecto, es imperativo realizar un EIA. Este proceso identifica los impactos significativos que pueden surgir durante la ejecución del proyecto, evaluándolos y proponiendo medidas para mitigar sus efectos.

Para evaluar el entorno en el que se llevará a cabo el proyecto en la Comunidad Autónoma de Extremadura, se ha utilizado el visor IDEEX, desarrollado por la Junta de Extremadura, Consejería de Agricultura, Desarrollo Rural, Población y Territorio. Este visor cartográfico permite identificar los posibles impactos, diferenciando entre aquellos que son significativos y los que no lo son.

1.1 Identificación de impactos ambientales significativos

En este apartado se va a analizar el impacto ambiental que supondría la instalación de dicha planta.

- Contaminación de aguas superficiales: durante la construcción y operación de la central termosolar, se emplean sustancias contaminantes, como aceites, que pueden afectar las masas de agua. El elevado consumo de agua está destinado principalmente al sistema de refrigeración y la limpieza de los heliostatos. La captación se realiza desde el Embalse de Valdecañas. El principal uso de agua es para la generación de energía, con una cantidad estimada de 179,722 m³ anuales. El agua se lleva a una balsa para estabilización y tratamiento antes de su uso en la planta. La limpieza utiliza 9000 m³ anuales sin productos químicos dañinos. Sin embargo, la refrigeración implica mayores implicaciones ambientales, ya que el agua contaminada con residuos óxidos y sales fundidas se trata antes de verterla en la balsa, pero aún podría haber fugas al arroyo de Valdecañas, afectando el ecosistema acuático. Se sugiere desviar el cauce del arroyo para evitar interferencias y prevenir la contaminación.
- Contaminación de Aguas Subterráneas: Durante la fase de construcción de la planta, existe el riesgo de contaminación de las aguas subterráneas debido al uso de sustancias perjudiciales que podrían filtrarse y generar lixiviados. La ubicación del proyecto es especialmente relevante, ya que existen masas

subterráneas en proximidad. El tipo de suelo en la zona de estudio, compuesto mayormente por arenas, arcillas y gravas con alta permeabilidad, facilitaría la formación de acuíferos. Esta característica obstaculizaría el transporte del agua a través de escorrentías superficiales, incrementando el riesgo de contaminación del suelo por las sustancias empleadas durante la construcción de la planta. Por lo tanto, se debe prestar especial atención a este parámetro y establecer medidas preventivas y así evitar o reducir la probabilidad de que se produzcan la contaminación de las aguas subterráneas.

- Compactación y erosión del suelo: El uso de maquinaria pesada para compactar el suelo durante la preparación del terreno busca prevenir hundimientos, reducir escurrimientos de agua y evitar esponjamiento o contracción del suelo, mejorando así las propiedades físicas y mecánicas para la construcción posterior. Sin embargo, este proceso conlleva la degradación física del suelo, afectando la actividad bioquímica y microbiológica, disminuyendo la porosidad y dificultando la penetración de raíces y el acceso a nutrientes para las plantas. Además, el movimiento de tierras para cimentación puede resultar en compactación del suelo y mayor erosión durante fuertes temporales, generando impactos ambientales. Debido a la composición arcillosa y arenisca del suelo, con susceptibilidad baja a media a la erosión, indica que, aunque se vaya a compactar el terreno, éste todavía permite trabajar sin que sufra un impacto importante.
- Uso previo del terreno: la construcción de la central termosolar en Navalmoral de la Mata implica la pérdida de campo de pastoreo. El análisis del uso del suelo mediante el visor CORINE 2006, revela que la zona de estudio está mayormente dedicada al pasto de ganado, lo que implicaría reubicar a dicho ganado.
- El aumento del riesgo de inundaciones: está vinculado a la fase de construcción de los tramos de una planta termosolar. Durante esta etapa, se produce el movimiento de tierras, la compactación del terreno y la destrucción de la cubierta vegetal. Estos factores, combinados con la falta de pendiente en las zonas afectadas y la baja permeabilidad del suelo, incrementan la

probabilidad de inundaciones tras la instalación de la planta. Aunque el desnivel de la parcela es mínimo (alrededor del 1%), lo que reduce el impacto de las actividades de levantamiento de tierra, se deben tener en cuenta posibles efectos sobre la erosión.

Cabe destacar que, según el Plan Especial de Protección Civil de Riesgo de Inundaciones de Extremadura, la categorización de riesgo para Navalmoral de la Mata y áreas cercanas es baja. A pesar de ello, es esencial considerar los datos de peligrosidad por inundaciones y la vulnerabilidad del territorio durante el análisis de riesgo. La ausencia de un riesgo significativo se basa en esta categorización de bajo riesgo.

- Aumento del Riesgo de Incendio: la construcción de una central térmica de concentración implica un incremento en el riesgo de incendios, derivado del aumento de la temperatura ambiental y la irradiación de los espejos solares. Los incendios pueden tener impactos devastadores en el medio ambiente, pudiendo incluso ser considerados como eventos catastróficos si son frecuentes en una determinada área. Estos eventos interrumpen los ciclos naturales, provocan la muerte de especies nativas y fomentan la proliferación de especies invasoras, así como la destrucción de la vegetación y los hábitats. Aunque el emplazamiento seleccionado no ha experimentado incendios según los registros disponibles, se han registrado pequeños incendios en las proximidades. Sin embargo, es importante señalar que la parte Sureste del emplazamiento elegido, según la Figura 56, se identifica como una zona con alto riesgo de incendios. Dado que se trata de una central solar de concentración, se requiere una atención especial a este parámetro, implementando medidas preventivas para evitar o reducir la probabilidad de incendios en la zona.

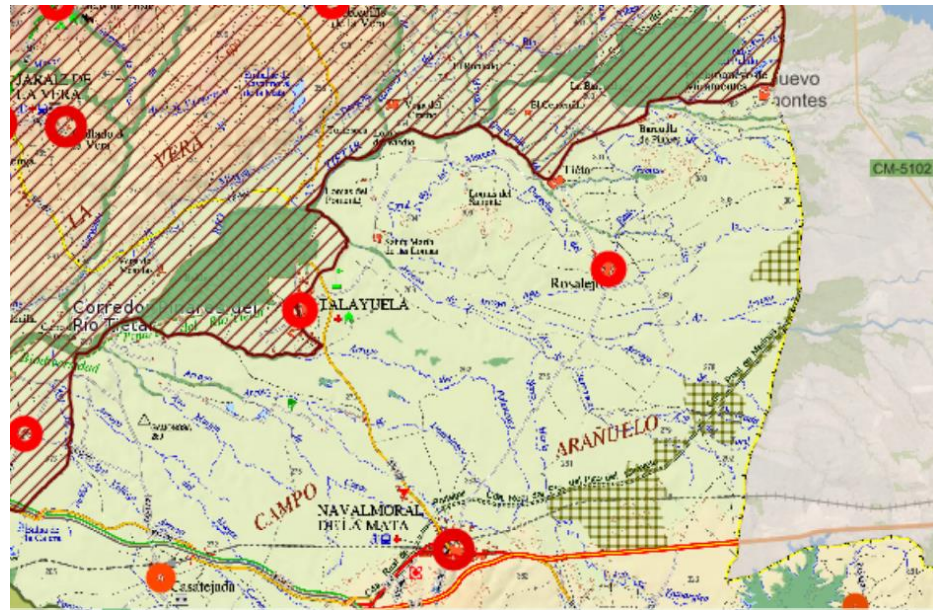


Figura 56 : Áreas con elevado peligro de incendios y lugares donde se han registrado incendios anteriormente (CORINE 2006)

- Calidad del aire, emisión de partículas y GEI: no se disponen de datos sobre la calidad del aire en la zona designada. Para este análisis, las emisiones durante la fase de construcción son considerablemente más relevantes que las durante la fase de funcionamiento, principalmente debido a las actividades como el movimiento de tierras, anclaje e instalación de heliostatos, y construcción de edificaciones. De manera típica, el movimiento de tierras constituye la mayor fuente de emisiones en la construcción, representando entre el 60% y el 85%, lo que incluye la extracción, suministro y transporte interno de tierras. Los elementos con la mayor contribución a las emisiones durante la construcción son la maquinaria pesada utilizada (entre el 61% y el 84%), los materiales de construcción (entre el 9% y el 32%), y los sistemas naturales (entre el 3% y el 7%).

Durante la construcción, se liberarán temporalmente partículas en la atmósfera, pero se anticipa que este impacto no será significativo a largo plazo ni persistente. En cuanto a la fase de funcionamiento, la planta solo emitirá vapor de agua a la atmósfera debido al proceso de refrigeración, generando un impacto mucho menor en comparación con una central térmica que queme carbón o gas natural.

- Rotura de paisaje e Impacto visual sobre el paisaje: la construcción de una central de concentración implica una considerable alteración del terreno, abarcando una extensión de 1600 hectáreas, con consecuencias indirectas en el paisaje circundante. Este impacto negativo repercutirá en las áreas cercanas a la actividad. La topografía predominante en la región se caracteriza por llanuras y la penillanura extremeña, un paisaje mayormente plano con escasa presencia de vegetación arbórea, destacando principalmente olivos y algunas encinas o matorrales en las pequeñas crestas no aprovechables. Grandes extensiones de la zona están destinadas a pastizales permanentes, combinadas con la producción de cereales y compatibilizadas con la ganadería, especialmente la ovina. El principal atractivo turístico de esta zona radica en la abundancia de aves de alto valor ecológico, lo que ha llevado a gran parte de este territorio a ser designado como Zona de Especial Protección de Aves. En este contexto, la instalación de una torre de concentración solar de 294 metros podría impactar negativamente en el paisaje a lo largo de muchos kilómetros, afectando la apreciación estética de la zona.
- Impacto en la Destrucción de Hábitats de Especies: la construcción de cualquier tipo de infraestructura conlleva la destrucción parcial del hábitat de diversas especies animales. Este impacto se manifiesta principalmente durante las operaciones regulares, el tránsito de personas por las instalaciones y la presencia de equipos. Estas actividades transforman el hábitat natural en un entorno incapaz de sostener a las especies originarias, resultando en una pérdida de biodiversidad que se considera un impacto ambiental significativo. La instalación ocupa una superficie de 1600 hectáreas, lo que provoca una interrupción en el hábitat y la desconexión entre especies en esa zona. De acuerdo con estos factores, se puede concluir que el impacto en la destrucción de hábitats de especies es significativo.
- Impacto Social: la construcción de la central y las fases subsiguientes de mantenimiento generarán un impacto positivo en el entorno socioeconómico al propiciar la creación de empleo, estimular el desarrollo de habilidades, atraer inversiones y fomentar la diversificación económica, contribuyendo al

crecimiento de las comunidades circundantes. Las poblaciones más beneficiadas serán aquellas ubicadas en las proximidades de la instalación, con especial énfasis en Navalmoral de la Mata, Talayuela y Rosalejo.

