



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Grado

Análisis financiero de centrales fotovoltaicas versus centrales termosolares (canal parabólico y torre) con almacenamiento térmico

Financial study of photovoltaic plants versus thermosolar plants (parabolic trough and tower) with thermal storage

Autor

Juan Miguel Pastor Losada

Director

Cristóbal Cortés Gracia

Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales
2022/2023

Resumen.

El presente trabajo tiene como finalidad el estudio financiero de tres tipos de generación eléctrica solar que son: centrales fotovoltaicas, centrales termosolares de canal parabólico y centrales termosolares de torre, estas dos últimas con almacenamiento térmico.

Se ha estudiado de manera técnica las partes y funcionamiento de los tres tipos de centrales, así como las viabilidades de almacenamiento térmico y sus ventajas en el mercado. Para proceder al estudio de producción costes e ingresos se ha analizado cada una por separado. Siendo esto posible gracias a los datos publicados por IRENA y con apoyo de sistemas informáticos como SAM entre otras fuentes.

Las tres centrales se han ubicado en el mismo emplazamiento y tienen una potencia similar salvo por rendimientos, conversiones y pérdidas. Además, las centrales termosolares tienen un almacenamiento proporcional a su tamaño y similar a las centrales existentes mientras que la central fotovoltaica carece de almacenamiento.

Con los datos obtenidos durante el proyecto ha sido posible estimar valores financieros de cada una de ellas como la tasa interna de retorno, el beneficio neto tras la vida útil de la central o el número de años de amortización entre otros valores.

Agradecimientos.

*A mi familia y amigos por su apoyo a lo largo de la carrera.
A Cristóbal Cortés Gracia por tutelarme este trabajo y enseñarme nuevas cosas.*

Índice

Resumen.....	1
Agradecimientos.....	2
Índice.....	3
Índice de tablas.....	5
Índice de figuras.....	6
Memoria.....	7
Capítulo 1. Introducción y metodología.....	7
Introducción.....	7
Metodología y herramientas utilizadas.....	9
Capítulo 2. Centrales fotovoltaicas.....	11
2.1. Módulo solar fotovoltaico o generador fotovoltaico.....	12
2.2 Inversor de corriente o convertidor.....	13
2.3 Transformadores de media y baja tensión.....	13
2.4 Batería o acumulador.....	13
Capítulo 3. Plantas termosolares.....	15
3.1 Planta termosolar de canal parabólico.....	15
3.1.1 Colectores solares.....	16
3.1.2 Fluido HFT (<i>heat transfer fluid</i>).....	17
3.1.3 Sistema de almacenamiento térmico.....	18
3.1.4 Bloque de conversión de potencia.....	18
3.2 Planta termosolar de torre.....	19
3.2.1 Heliostatos.....	19
3.2.3 Receptor térmico.....	20
3.2.4 Fluido caloportador, HTF.....	22
3.2.4 Ciclo de potencia.....	22
Capítulo 4. El <i>courtailment</i> o la reducción del suministro de energía.....	23
Capítulo 5. Producción de energía de las centrales y factor de capacidad.....	25
5.1 Producción central fotovoltaica.....	25
5.2 Producción termosolar de canal parabólico.....	27
5.3 Producción central termosolar de torre.....	30
Capítulo 6. Costes de instalación y mantenimiento.....	33
6.1. Costes instalación solar fotovoltaica.....	33
6.2 Costes instalación producción termosolar.....	34
6.2.1. Costes instalación termosolar de canal parabólico.....	35
6.2.2. Costes instalación termosolar de torre.....	36

Capítulo 7. Precios anuales de la energía.....	37
Capítulo 8. Ingresos económicos.....	39
8.1. Ingresos central fotovoltaica.....	39
8.2. Ingresos central termosolar de canal parabólico.....	39
8.3. Ingresos central termosolar de torre.....	40
Capítulo 9. Rentabilidad y viabilidad del proyecto.....	41
Capítulo 10. Conclusiones.....	43
ANEXOS.....	45
Anexo I. Centrales en el mundo.....	45
Centrales fotovoltaicas en el mundo.....	45
Centrales termosolares de canal parabólico.....	45
Centrales termosolares de torre.....	46
Anexo II. Herramientas financieras.....	47
Valor actual neto.....	47
TIR.....	48
<i>PayBack</i> o plazo de recuperación.....	48
Valor anualizado.....	49
Anexo III. Datos financieros extendidos.....	49
Bibliografía.....	51

Índice de tablas.

Tabla 1. Tipos de HTF para centrales de canal parabólico [4]	18
Tabla 2. Ejemplos de centrales de torre con almacenamiento	23
Tabla 3 Ejemplo de centrales de canal parabólico con almacenamiento	24
Tabla 4. Producción central fotovoltaica.....	26
Tabla 5. Datos instalación de canal parabólico.	27
Tabla 6. Energía anual producida instalación de canal parabólico con almacenamiento.	28
Tabla 7. Datos y producción de la instalación termosolar de torre.....	30
Tabla 8. Costes central solar fotovoltaica.....	34
Tabla 9. Costes detallados de la central termosolar de canal parabólico.	35
Tabla 10. Resumen costes central de canal parabólico con almacenamiento.	35
Tabla 11. Costes detallados central termosolar de torre con almacenamiento.	36
Tabla 12. Precio medio anual 2023-2032.	37
Tabla 13. Precio de la energía 2033-2053.	38
Tabla 14. Ingresos anuales central fotovoltaica.	39
Tabla 15. Ingresos central de canal parabólico con almacenamiento.....	40
Tabla 16. Ingresos anuales central termosolar de torre.....	40
Tabla 17. Resumen datos obtenidos de las centrales.	41
Tabla 18. Las 20 Centrales fotovoltaicas más importantes	45
Tabla 19. Centrales termosolares de canal parabólico >50 con almacenamiento	46
Tabla 20. Centrales termosolares de torre con almacenamiento en el mundo.	47
Tabla 21. Desglose financiero central fotovoltaica.	49
Tabla 22. Desglose financiero central termosolar de canal parabólico.....	50
Tabla 23. Desglose financiero central termosolar de torre.....	50

Índice de figuras.

Figura 1. Gráfico de la tendencia de emisiones de CO2 en España [1]	7
Figura 2. Gráfico de le evolución de la energía renovable y no renovable [1]	8
Figura 3. Evolución energía eléctrica renovable en el mundo [2]	8
Figura 4. Gráfica de la evolución de energía solar fotovoltaica en España [36]	11
Figura 5. Esquema de una central solar fotovoltaica [5]	12
Figura 6. Esquema de un generador fotovoltaico [5]	12
Figura 7. Gráfica de la evolución de la energía solar térmica generada en España [37]	15
Figura 8. Esquema de una planta termosolar de canal parabólico con almacenamiento [5]	16
Figura 9. Esquema de un colector solar parabólico. [30]	16
Figura 10. Esquema de un sistema de seguimiento solar [14]	17
Figura 11. Esquema de un campo solar parabólico [4]	17
Figura 12. Esquema de una central termosolar de torre con almacenamiento térmico [4]	19
Figura 13. Esquema típico de un heliostato [34]	20
Figura 14. Disposición de un campo de heliostatos [7]	20
Figura 15. Recepto externo de una central termosolar de torre. [15]	21
Figura 16. Receptor de cavidad de una planta termosolar de torre. [15]	21
Figura 17. Receptor volumétrico de una planta termosolar de torre. [15]	21
Figura 18. Receptor de lecho fluido. [15]	22
Figura 19. Energía central fotovoltaica mensual	27
Figura 20. Energía mensual central de canal parabólico.	28
Figura 21. Potencia de bombeo por meses. [4]	29
Figura 22. Producción mensual central termosolar de torre. [4]	31
Figura 23. Evolución de los costes de las energías renovables. [6]	33
Figura 24. Evolución de los costes y otros datos de la energía PV. [6]	33
Figura 25. Evolución de los costes y otros datos de la energía termosolar. [6]	35
Figura 26 Precio medio de la energía	37

Memoria

Capítulo 1. Introducción y metodología.

Introducción.

A lo largo de los años la humanidad se ha ido dando cuenta de la problemática de las emisiones contaminantes a la atmósfera. Parte de estas emisiones provienen de la producción de energía no renovable, es por ello por lo que cada vez se demandan más fuentes de energía limpia y renovable. Limitando estos análisis a la energía eléctrica.

El uso de combustibles fósiles es cada vez menos sostenible debido a que es una fuente finita de energía y terminará por acabarse. Además, este tipo de combustibles producen emisiones de CO₂, metano y otros gases de efecto invernadero que están generando que el cambio climático sea cada vez más rápido. No hay que olvidar que además de estos gases de efecto invernadero, se están emitiendo otros como CO, SO₂ y NO_x además de otras sustancias nocivas.

En España, las emisiones contaminantes de CO₂ debido a la producción eléctrica se han visto reducidas desde 2018 hasta 2021, con una tendencia bajista. No obstante, en 2022 se han aumentado las emisiones de CO₂ respecto al año anterior. Este aumento de las emisiones de CO₂ se debe en gran medida a la sequía de este año que ha hecho que las centrales hidroeléctricas produzcan menos energía teniendo que ser cubierta por otras fuentes de energía no renovables. En la Figura 1, podemos ver las toneladas de CO₂ eq y las tCO₂ eq/MWh emitidas en España desde el año 2018 hasta el año 2022 y su procedencia. [1]

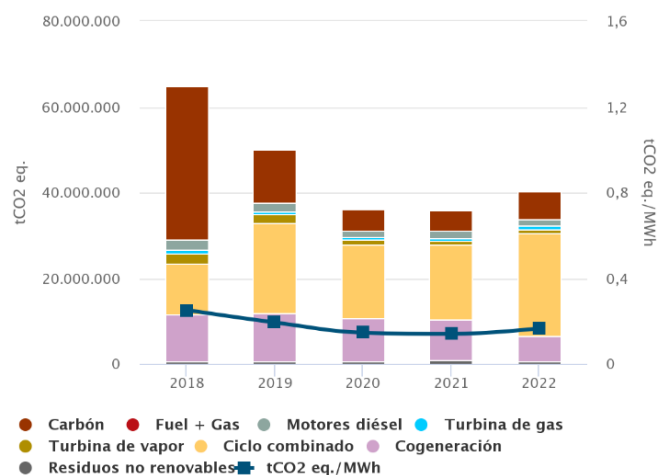


Figura 1. Gráfico de la tendencia de emisiones de CO₂ en España [1]

Respecto a la evolución de la generación de energía, se puede ver un cierto impulso de la generación eléctrica renovable entre los años 2018 y 2021. Como se puede observar en la Figura 2, en 2018 la electricidad renovable generada era del 40% frente al 60 % de electricidad no renovable. En el año 2021 se consiguió aumentar los valores de la energía renovable a un 46% frente al 54% de energía no renovable. Este dato es muy importante debido a que de toda la generación eléctrica española casi conseguimos que la energía renovable tenga más peso que la no renovable. Como punto negativo, cabe destacar como en

2022 la línea ascendente de energía renovable vio una recesión cayendo de nuevo al 40%, debido a la escasez de producción hidroeléctrica, tal y como se ha comentado anteriormente.

Si analizamos las dos gráficas (Figuras 1 y 2) en conjunto se observa que una reducción de la generación de energía renovable supone un aumento de las emisiones de CO2 o dicho de otra manera gracias al aumento de la generación de energía renovable entre los años 2018 y 2021 se redujo las emisiones de CO2 en esos mismos años.

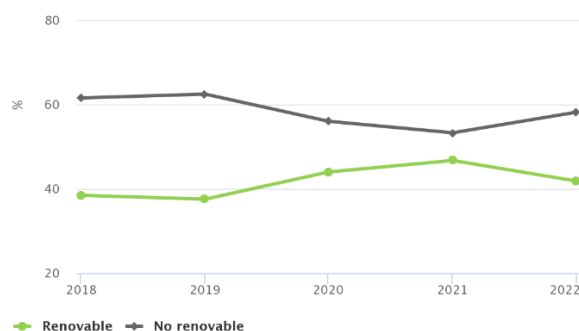


Figura 2. Gráfico de la evolución de la energía renovable y no renovable [1]

En el marco mundial de generación eléctrica renovable destaca el gran impulso que ha tenido el continente asiático, en particular China, en este tipo de energías. Se observa como Asia, Europa y América han tenido un crecimiento significativo, siendo Asia la que más ha crecido los últimos años respecto al resto de continentes.

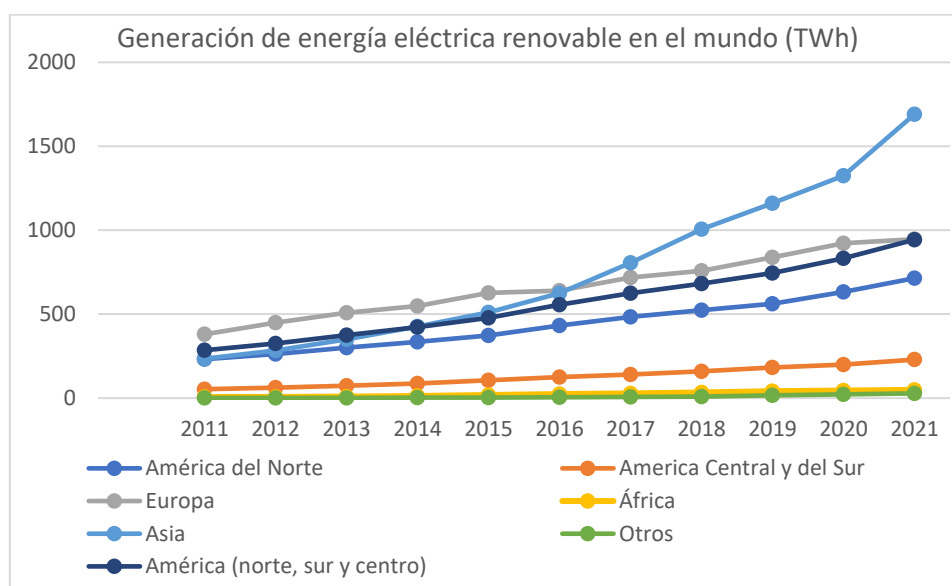


Figura 3. Evolución energía eléctrica renovable en el mundo [2]

Pese al gran esfuerzo de numerosos países y continentes por potenciar la energía renovable, hay muchos otros que, aunque tengan las condiciones climáticas necesarias, no están desarrollando estas tecnologías. Es el caso de Australia que, pese a ser uno de los países con más radiación solar, apenas tiene 5 centrales termosolares que no llegan a 10 MW de capacidad nominal entre todas. [8]

Otra región que presenta un gran potencial respecto a las energías renovables es África. Con la excepción de la energía hidroeléctrica, las energías renovables como solar, eólica, geotermia y bioenergía tan solo

representan un 3% de la capacidad instalada. Según cálculos de IRENA, se estima que África tiene un potencial técnico de energía fotovoltaica de 7.900 GW en el continente. Durante la década de 2010-2020 África ha tenido un impulso de 9,4 GW de energía solar fotovoltaica y 4 GW de energía solar de concentración. Sin embargo, se estima que en 2019 tan solo el 46% de las personas del África Subsahariana tenían acceso a la electricidad. Lo que muestra la gran brecha eléctrica entre los países más y menos desarrollados, además de la brecha entre África urbana y rural. [30]

En el Anexo I se puede ver una lista de las centrales fotovoltaicas, termosolares de canal parabólico y de torre con almacenamiento térmico más importantes en el mundo con características similares a las centrales escogidas para el presente trabajo.

Metodología y herramientas utilizadas.

Para la realización del estudio financiero del presente trabajo se ha hecho un estudio de los tres tipos de centrales solares a analizar: central solar fotovoltaica, central termosolar de canal parabólico con almacenamiento térmico y central termosolar de torre con almacenamiento térmico. Para llegar al objetivo del trabajo se ha tomado la decisión de escoger las mismas dimensiones y ubicación del proyecto. Utilizando una capacidad neta de 100 MW y una ubicación situada en la isla de Tenerife, España. Para ello se han realizado los siguientes pasos:

- Estudio y análisis técnico de las tres centrales donde se explican sus partes y su funcionamiento. Además, se explica el concepto y la importancia de almacenamiento térmico y el *courtailment* o la reducción del suministro de energía ya que es de vital importancia en la generación de energía renovable.
- Cálculo de la producción de energía que producen las centrales comparando todos los valores con centrales existentes para comprobar que los datos obtenidos eran semejantes a la realidad. Para los tres tipos de centrales se han realizado cálculos necesarios y simulados a su vez con las herramientas informática "*PVWatts Calculator*, NREL" [24] así como con el programa SAM. [5]
- Cálculo de la inversión y mantenimiento para cada tipo de central especificando por partes como sistema de potencia, campo solar, distribución, etc. Para ello se ha tomado como referencia el informe anual que publica la Agencia Internacional de las Energías Renovables, IRENA. [6]
- Cálculo de los precios de la energía a partir de operadores de mercado a futuros para estimar los valores de los próximos años como son OMIP [31] y MEFF. [32]
- Cálculo de los ingresos económicos de cada central para cada año de vida de las centrales.
- Una vez obtenidos todos los datos se procede a hacer una comparativa de la viabilidad de los tres tipos de centrales, así como su rentabilidad.

Capítulo 2. Centrales fotovoltaicas.

La energía solar fotovoltaica es aquella que es capaz de convertir la energía que proviene del sol en electricidad a través de células fotovoltaicas. La evolución de la generación de energía solar fotovoltaica notó un fuerte repunte en los años 2020 y 2022. En España, la energía solar fotovoltaica ya es responsable del 11% de la energía eléctrica que se ha generado en España a fecha de 20 septiembre de 2022. Superando la energía producida en 2021 a estas mismas fechas. Además, el 1 de mayo de 2022 se batió un récord peninsular donde la energía fotovoltaica cubrió un 54,3% de la demanda instantánea de electricidad, así mismo, el 26 de mayo de 2022 se generó en un solo día el 20% de la energía total generada a nivel nacional. [3]

En la siguiente gráfica, se puede observar la evolución de la generación anual con solar fotovoltaica del sistema eléctrico nacional. Donde hemos pasado de tener 6.400 GWh en 2010 a los 21000 GWh generados en 2021. Cabe destacar que a fecha de 21 noviembre de 2022 la energía solar fotovoltaica ya ha superado a la generación del año pasado suponiendo una generación de 26.200 GWh. [36]

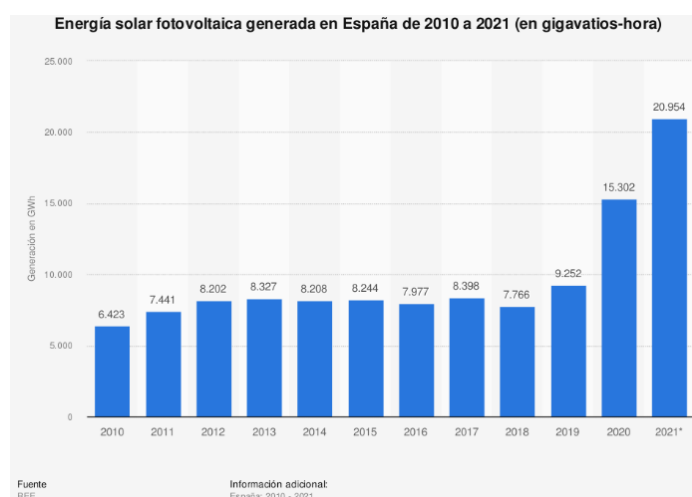
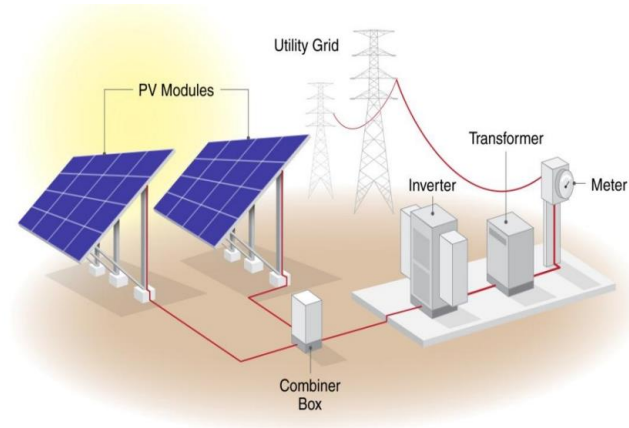


Figura 4. Gráfica de la evolución de energía solar fotovoltaica en España [36]

Una central de generación fotovoltaica es relativamente sencilla comparada con otro tipo de centrales. A continuación, se van a explicar y diferenciar las diferentes partes que componen una central fotovoltaica. Los principales componentes son: [10]

- Modulo solar fotovoltaico o generador fotovoltaico.
- Inversor de corriente o convertidor.
- Transformadores.
- Baterías (En caso de existir).
- Elementos de seguridad.



Source: NREL

Figura 5. Esquema de una central solar fotovoltaica [5]

2.1. Módulo solar fotovoltaico o generador fotovoltaico.

Un generador fotovoltaico es el elemento principal que genera la energía eléctrica en corriente continua, se trata de un dispositivo formado por diferentes cadenas de paneles solares. Estos paneles solares a su vez están compuestos de módulos de células fotovoltaicas.

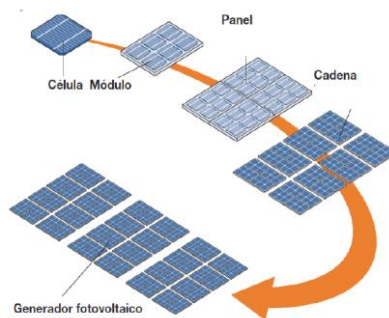


Figura 6. Esquema de un generador fotovoltaico [5]

La conversión fotovoltaica se basa en la conversión de energía lumínica que proviene del Sol para su transformación en energía eléctrica a través de las células solares. Estas células están hechas de un material semiconductor que suele ser el silicio debido a su gran abundancia en la tierra y la larga trayectoria de este material para este tipo de aplicaciones. Otros materiales son el selenio, germanio o cadmio. Estos elementos son escogidos debido a que sus propiedades están relacionadas con el número de electrones de su última capa. Los paneles solares, normalmente fijos, deben estar con una orientación e inclinación específica para maximizar así su producción. Aunque también existe la posibilidad de paneles fotovoltaicos con seguimiento solar para tratar de obtener mayor producción. [9]

Debido al auge de las energías renovables y la innovación de estas, se están haciendo grandes avances en lo referente a las células fotovoltaicas. Una de las innovaciones son los llamados paneles bifaciales, los cuales se caracterizan por ofrecer una ganancia adicional de hasta 30% sobre la potencia de uno monofacial. Esto se consigue gracias a que pueden captar radiación tanto por la cara delantera como la trasera, es decir, mientras por la cara delantera reciben luz directa y difusa, por la parte trasera son capaces de absorber la luz reflejada por el terreno. Un ejemplo real del uso de paneles bifaciales es la planta fotovoltaica de Puertollano. [27]

Otra de las innovaciones que se han realizado son los paneles solares con células PERC (*Passivated Emitter Rear Cell*). Esta tecnología consiste en colocar una capa adicional reflectante en la parte trasera del panel que permite reflejar los fotones que atraviesan la célula ayudando así a captar más irradiación solar. Estos paneles son capaces de aumentar el rendimiento hasta un 22% frente al panel clásico que no pasa del 16% de aprovechamiento. [26]

2.2 Inversor de corriente o convertidor.

El inversor de corriente, conocido también como convertidor, es un elemento electrónico cuya función es transformar la energía continua que proviene del campo solar en corriente alterna que pueda ser utilizada o volcada a la red eléctrica. Los inversores para instalaciones fotovoltaicas con conexión directa a la red están preparados para soportar tensiones de entrada con un amplio rango. Además, deben de tener disposición de seguimiento de puntos de máxima potencia o ser capaces de producir una desconexión inmediata en caso de pérdida de red, estabilizar la energía de salida, elementos de protección y producir una baja distorsión. La potencia pico del campo solar se alcanza en ocasiones puntuales, por lo que los inversores suelen trabajar en valores de potencia inferior a su potencia máxima. Sin embargo, un subdimensionamiento del inversor sería negativo ya que podrían existir sobrecargas permanentes que reduzcan rápidamente la vida útil del inversor.

Hay que tener en cuenta que los inversores tienen un factor de relación de tamaño de CC a CA el cual es la relación entre el tamaño nominal de corriente alterna del inversor y el tamaño nominal de corriente continua. A mayor índice de relación mayor producción del sistema y, por tanto, mayor coste económico. Este valor se suele situar entre 1,1 y 1,25 de DC a AC, pudiendo llegar hasta el 1,50 en sistemas de gran escala. [9][11]

2.3 Transformadores de media y baja tensión.

Son equipos que permiten elevar la tensión de transporte para su distribución. Se pueden encontrar grandes centros de transformación capaces de enviar la energía elevada a una tensión adecuada a la salida del parque fotovoltaico.

2.4 Batería o acumulador.

Las baterías o acumuladores son elementos capaces de almacenar la energía cuando hay exceso de energía y volcarla en momentos de baja generación y elevado precio de la energía. Para este proceso de acumulación de energía es necesario un sistema regulador de carga ubicado entre el generador fotovoltaico o campo de placas solares y las baterías. Su propósito es controlar la energía circulante entre ambos sistemas. Para cumplir con su propósito el regulador actúa sobre la intensidad y voltaje para llegar así a las especificaciones de acuerdo con la capacidad de las baterías para poder hacer un llenado óptimo. Estos sistemas de almacenamiento son un punto importante a abordar para conseguir la transición energética ya que permiten mejorar el suministro eléctrico. Aunque, hoy su implantación es en sistemas fotovoltaicos aislados o particulares.

Este proceso de almacenamiento de energía es una inversión muy grande y que no está tan desarrollada en grandes centrales fotovoltaicas por su baja rentabilidad. No obstante, ya se están haciendo grandes inversiones para ser capaces de almacenar la energía. Por ejemplo, Iberdrola ya ha puesto en marcha en la planta fotovoltaica de Arañuelo III (Extremadura, España) un proyecto de almacenamiento con una batería de 3MW de potencia y 9MWh de capacidad de almacenamiento. [13][11]

Capítulo 3. Plantas termosolares.

La energía solar térmica para la producción de energía es aquella que, a partir del calentamiento de un fluido mediante radiación solar, consigue producir la energía térmica suficiente para generar energía eléctrica a través de un ciclo de potencia de vapor. Para ello es necesario el uso de un sistema de concentración de la radiación solar, comúnmente basado en espejos. Hay diferentes tipos de centrales eléctricas termosolares, pero en el presente trabajo se van a tratar las dos más relevantes: planta termosolar de torre y planta termosolar de canal parabólico, ambas con almacenamiento de energía térmica.

La principal ventaja de las plantas termosolares respecto a las fotovoltaicas es la posibilidad de almacenar energía en forma de calor y no en forma de energía eléctrica en baterías. Esto permite la posibilidad de seguir produciendo energía eléctrica en horas de baja radiación solar o incluso de noche. Más adelante se explicará mejor este punto. [5]

Dentro del marco nacional español, la energía solar térmica no es tan significativa como la fotovoltaica, pero, sin embargo, sí que supone un gran empuje de la energía generada en España como se observa en la Figura 7. En 2021, la energía solar térmica generada según REE fue de 4.700 GWh. Se puede observar un aumento significativo desde 2010 con respecto a 2021 de más de 4.000 GWh de generación.

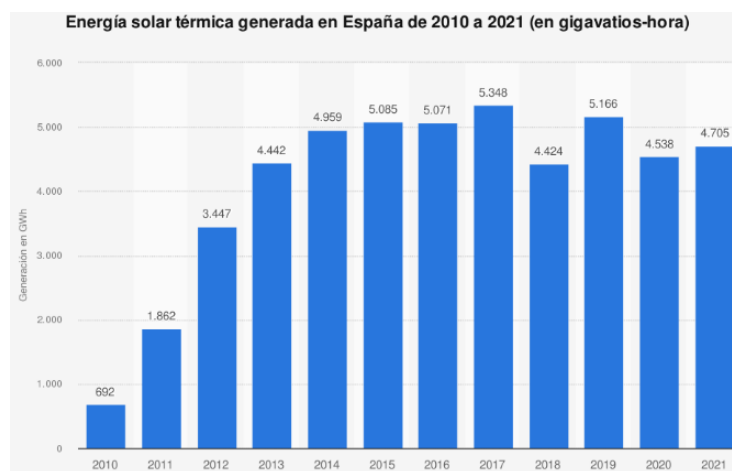


Figura 7. Gráfica de la evolución de la energía solar térmica generada en España [37]

Seguidamente, se van a explicar los dos tipos de centrales termosolares por separado que se han escogido para hacer el estudio, es decir, central termosolar de canal parabólico y central termosolar de torre.

3.1 Planta termosolar de canal parabólico.

Las plantas termosolares de canal parabólico son las más utilizadas en la actualidad para la producción de energía eléctrica. Su funcionamiento principal es el uso de colectores lineales tubulares que captan la radiación solar gracias a reflectores especulares de forma cilíndrica que dirigen los rayos solares hacia el fluido caloportador contenido en el colector lineal. Este fluido caloportador transporta la energía térmica para su transformación en energía eléctrica o para su almacenamiento para su uso posterior.

A continuación, se muestra de una forma detallada las partes y funcionamiento de estas centrales de canal parabólico. Los principales componentes de este tipo de centrales son: [5][29]

- Colectores solares parabólicos y campo solar.
- Intercambiador de calor.
- Almacenamiento térmico.
- Ciclo de potencia.
- Fluido caloportador o HFT (*heat transfer fluid*).

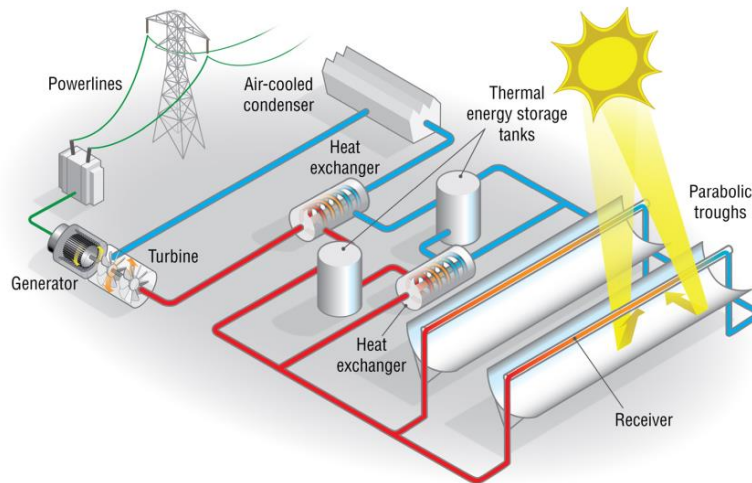


Figura 8. Esquema de una planta termosolar de canal parabólico con almacenamiento [5]

3.1.1 Colectores solares.

El colector solar es una estructura encargada de generar energía térmica a través de la radiación solar. Tal y como se muestra a continuación, podemos distinguir diferentes partes. [30]

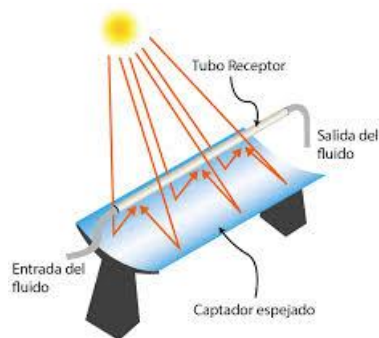


Figura 9. Esquema de un colector solar parabólico. [30]

Tubo receptor: Es un tubo de acero recubierto por un material de alta absorptividad solar por el cual se transporta el fluido de transferencia, HTF, que está en contacto con este tubo. Este tubo está revestido de otro tubo concéntrico de vidrio y entre los dos se hace el vacío, lo que consigue minimizar las pérdidas por convección y radiación. Este conjunto de tubos concéntricos se encargará de transformar la radiación solar en energía térmica almacenándola en el fluido.

Reflector solar o captador espejado: Es una estructura cilíndrico-parabólica con el objetivo de concentrar los rayos solares sobre el receptor del tubo de absorción. Debido a su forma consigue una concentración lineal muy efectiva a lo largo del tubo.

Sistema de seguimiento solar: Debido a la necesidad de captar la mayor radiación solar posible, se conectan a los colectores un sistema de seguimiento del sol. Por regla general, los colectores solares son alineados en eje Norte-Sur con seguimiento solar Este-Oeste. De este modo se maximiza la cantidad de irradiación. [14]

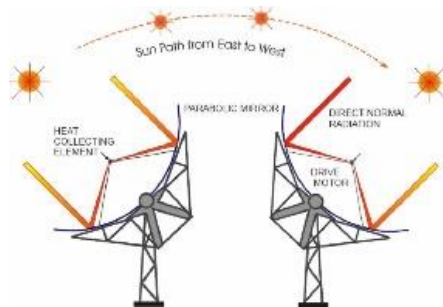


Figura 10. Esquema de un sistema de seguimiento solar [14]

Campo solar. El campo solar es el conjunto de colectores solares encargados de la captación de la radiación solar para aumentar la temperatura y la energía térmica del fluido caloportador que contienen.

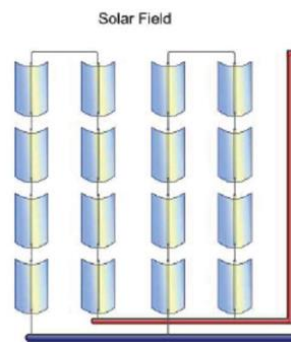


Figura 11. Esquema de un campo solar parabólico [4]

3.1.2 Fluido HFT (*heat transfer fluid*).

El fluido de transferencia de calor, HFT, es el encargado de recoger la energía térmica proveniente del sol hasta el ciclo de potencia para poder generar vapor de agua y así accionar la turbina de vapor. Este fluido está en el interior de los tubos receptores y recorre toda la planta mediante un grupo de bombeo hasta llegar al intercambiador de calor donde cederá el calor al vapor de agua o a otro intercambiador de calor que cederá el agua a los sistemas de almacenamiento térmico.

Los fluidos de transferencia más utilizados son aceites sintéticos, nitrato de sales y algunos minerales mezclados. Cuando se escoge el fluido a utilizar, hay que tener muy en cuenta el rango de temperaturas que tiene la central y el rango de temperaturas en el que el fluido es estable y no cristaliza. Las sales tienen como principal desventaja que su temperatura mínima de operación es muy elevada y por debajo de ella se cristalizan, sin embargo, son capaces de soportar temperaturas más altas. Por otro lado, los aceites sintéticos son más fáciles de utilizar ya que sus temperaturas mínimas de operación son bajas y no hay tanto peligro como en las sales, por el contrario, sus temperaturas máximas de operación no son tan elevadas. En la siguiente gráfica se puede observar algunos tipos de HFT más importantes y su rango de

temperaturas. Siendo el Therminol VP-1 el HTF y el Dowtherm A (bifenilos) los más usados y estandarizados para los sistemas de generación actual. [28][4]

Nombre	Tipo	Punto de congelación	Tª Max. de operación
Hitec Solar Salt	Nitrate Salt	238 °C	593 °C
Hitec	Nitrate Salt	142 °C	538 °C
Hitec XL	Nitrate Salt	120 °C	500 °C
Therminol 59	Aceite sintético	-45 °C	315°C
Therminol VP-1	Mezcla óxido bifenilo y difenilo	12 °C	400 °C
Therminol 66	Aceite sintético	0 °C	345 °C
Dowtherm	Aceite sintético	-35 °C	330 °C
Caloria HT 43	Mineral Hydrocarbon	-12 °C	315 °C

Tabla 1. Tipos de HTF para centrales de canal parabólico [4]

La temperatura mínima de congelación no tiene por qué marcar el punto mínimo de funcionamiento. En los límites del punto de congelación el fluido suele ser significativamente más viscoso que a las temperaturas de operación del diseño, por lo que la temperatura mínima óptima de operación es más alta que el punto de congelación. Por ejemplo, el Therminol VP-1 tiene una tempera entre 293 °C y 391°C, esto se traduce en un rango de calentamiento moderado de unos 100 °C.

3.1.3 Sistema de almacenamiento térmico.

El sistema de almacenamiento de este tipo de centrales consiste en un conjunto de tanques que permite la posibilidad de almacenar energía térmica y, por tanto, poder producir energía eléctrica en ausencia de Sol o cuando no haya suficiente radiación solar aumentando así el rendimiento de la planta solar. El almacenamiento con el que se está trabajando actualmente en las centrales de canal parabólico es aproximadamente de 7,5 horas o inferior. El sistema de almacenamiento térmico se efectúa en dos tanques diferentes, uno caliente y otro frío, conectados entre sí por medio de un intercambiador de calor. El contenido de estos tanques de almacenamiento suele ser de sales fundidas. Puede haber dos tipos de almacenamiento: indirecto y directo.

En el sistema de almacenamiento indirecto el fluido caloportador es bombeado hacia un intercambiador de calor para calentar así las sales fundidas. De tal modo que las sales del tanque de almacenamiento frío se calientan y son almacenadas en el tanque de almacenamiento caliente. Es el sistema más utilizado en las centrales de canal parabólico debido a su facilidad de implementación.

En el sistema de almacenamiento directo, el fluido calor portador es bombeado directamente hacia los tanques de almacenamiento desde el campo solar, eliminando así el intercambiador de calor. Para este método es necesario que el fluido caloportador sea también sales fundidas, así como el de los tanques, esto tiene como inconveniente la posible congelación de las sales, el uso de sistemas para prevenirlo y, por tanto, requiere de una mayor inversión.

3.1.4 Bloque de conversión de potencia.

En este bloque, se consideran todos los mecanismos necesarios para la generación de vapor que pueda ser utilizado para la producción eléctrica. El sistema aprovecha el fluido caloportador, proveniente del campo solar o el calentado por los tanques de almacenamiento de energía, que es utilizado para evaporar y sobrecalentar el agua hasta 400°C aproximadamente y regresar al campo solar ya enfriado a unos 300°C

aproximadamente. El vapor generado en este intercambio es aprovechado por la turbina para producir energía eléctrica a través del generador que será volcada a la red eléctrica utilizando un ciclo Rankine.

3.2 Planta termosolar de torre.

Las plantas termosolares de torre son utilizadas para transformar la radiación solar en energía eléctrica de manera similar a las de canal parabólico. Estas plantas utilizan un campo de heliostatos (espejos planos) alrededor de una torre central. Estos heliostatos concentran toda la radiación solar que reflejan sobre un receptor situado en lo alto de la torre por el cual circula el fluido térmico.

A continuación, se muestra el funcionamiento y las partes más significativas de estas centrales. Los principales componentes de este tipo de centrales son:

- Campo de heliostatos.
- Torre solar y receptor térmico.
- Almacenamiento térmico.
- Ciclo de potencia.
- Fluido caloportador o HFT (*heat thermal fluid*).

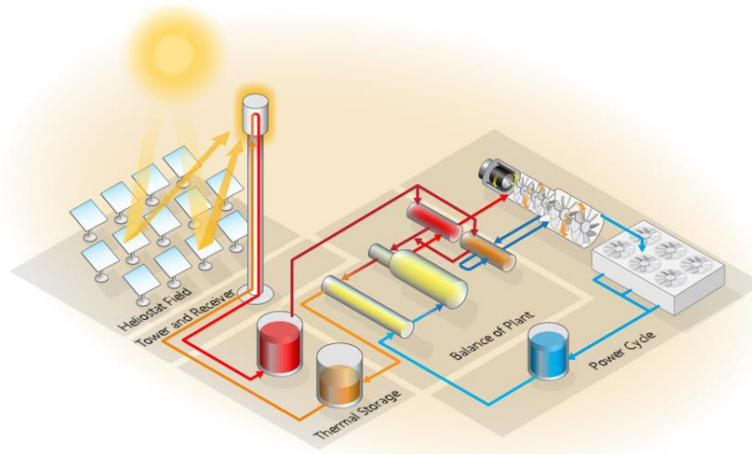


Figura 12. Esquema de una central termosolar de torre con almacenamiento térmico [4]

3.2.1 Heliostatos.

Un heliostato es un dispositivo formado por una estructura plana capaz de dirigir la radiación solar en una determinada dirección, en este caso al receptor solar de la torre. Estos heliostatos tienen unas dimensiones muy variables en función de la planta, pero suelen variar entre 10 m² a 120 m². Debido a su gran tamaño, deben tener una alta durabilidad, resistencia y sencillo mantenimiento. Están formados por: [7][15]

El espejo. Se trata del elemento localizado en la superficie de mayor área del heliostato el cual está compuesto de una superficie reflectante. Tienen una forma plana debido a su facilidad de mecanizado e implantación. El conjunto de todos los heliostatos completos tiene una forma que se aproxima a una parábola.

Estructura con seguimiento solar. Cada heliostato es fijado al terreno mediante una estructura metálica teniendo en cuenta la distancia entre paneles para evitar sombras, peso y dimensionamiento e

irregularidades del terreno entre otros inconvenientes. Esta estructura posee una tecnología de seguimiento solar que permite el seguimiento solar manteniendo los rayos solares sobre el receptor de la torre el mayor número de horas posibles. El seguimiento solar de estos heliostatos es a dos ejes. Sin embargo, la cantidad de concentración solar no es la máxima posible de un paraboloide porque los rayos solares no pueden llegar perpendiculares a los heliostatos.

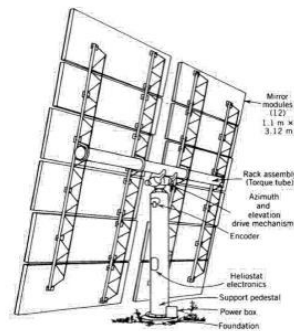


Figura 13. Esquema típico de un heliostato [34]

El campo de heliostatos es el conjunto de heliostatos que se encuentran alrededor de la torre y que focalizan los rayos solares en el receptor solar de la torre. En función de las características del terreno, así como de la ubicación podremos encontrar dos tipos de campo de heliostatos:

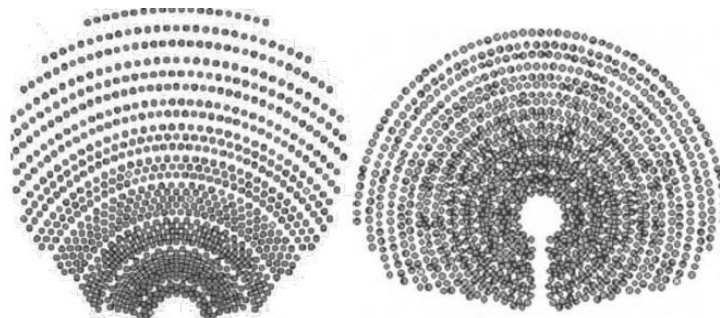


Figura 14. Disposición de un campo de heliostatos [7]

Simplificadamente, el campo de heliostatos orientado al sur (izquierda) es más sencillo y barato, mientras que el central (derecha) presenta una mayor producción y complejidad. El cálculo de la disposición de estos espejos frente a la torre así como la altura de la torre es una tarea compleja en la que se deben tener numerosos factores en cuenta. Para facilitar estos cálculos existen programas como SAM (*System Advisor Model, NREL*) que permiten calcular el campo de heliostatos conociendo las dimensiones de la torre o bien, calcular y optimizar el campo de heliostatos y las dimensiones de la torre para una potencia dada.

3.2.3 Receptor térmico.

El receptor térmico está situado en lo alto de la torre y sobre él se dirige toda la radiación solar procedente del reflejo del campo de heliostatos. Es el dispositivo donde ocurre la conversión de energía solar en energía térmica que será transportado por el fluido calotransportador. Debido a que el área de concentración es reducida las pérdidas son menores que en otro tipo de instalaciones de concentración como las de canal parabólico. Se pueden obtener temperaturas de entre 600 °C a 2000 °C. En el campo

de investigación de los receptores solares hay diferentes tipos debido a su complejidad y optimización de la radiación solar. Hay receptores para líquidos, sales o para HFT; así como de vapor saturado y sobrecalentado, siendo estos últimos muy diferentes a los anteriores.

Desde un punto de vista arquitectónico podríamos distinguir los receptores externos, los receptores de cavidad y los volumétricos. Siendo los receptores volumétricos y de lecho fluido experimentales o para otro tipo de aplicaciones. [33][34]

Los receptores externos. Este tipo de concentradores están formados por paneles de absorción formados por tubos que se ven expuestos a las condiciones climáticas y ambientales, de tal modo que se pueden producir pérdidas en forma de calor hacia el exterior y, por tanto, un desaprovechamiento de la energía.

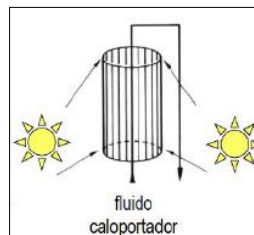


Figura 15. Receptor externo de una central termosolar de torre. [15]

Receptores de cavidad. Los receptores de cavidad poseen los paneles del absorbedor dentro de una cavidad protegida consiguiendo evitar las pérdidas de calor hacia el exterior por radiación y, por tanto, mayor rendimiento.

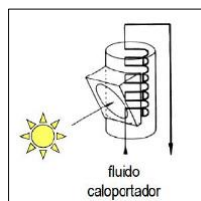


Figura 16. Receptor de cavidad de una planta termosolar de torre. [15]

Receptores volumétricos. La radiación solar que incide en el receptor volumétrico es absorbido mediante una matriz porosa para la cual circula el fluido caloportador, se pueden conseguir temperaturas mucho mayores a los anteriores debido a la mayor superficie de contacto que este posee. Este tipo de receptor están orientados a aire a presión y, por tanto, ciclo combinado con turbina de gas.

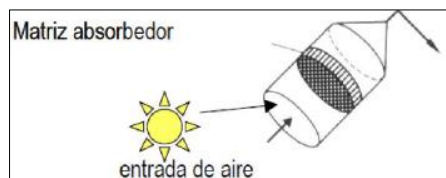


Figura 17. Receptor volumétrico de una planta termosolar de torre. [15]

Receptor de lecho fluido. Este tipo de receptor es similar al receptor de cavidad salvo que se utilizan partículas refractarias como superficie receptora que se encuentran en contacto directo con el fluido. Su uso está enfocado a la química solar.

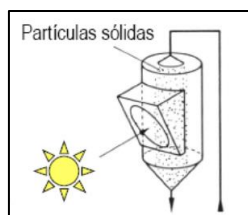


Figura 18. Receptor de lecho fluido. [15]

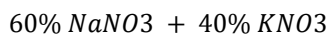
3.2.4 Fluido caloportador, HTF.

El fluido caloportador de estas centrales recorre el receptor térmico situado en lo alto de la torre y es bombeado hasta el intercambiador del ciclo de potencia o bien al almacenamiento térmico en caso de existir. El fluido más utilizado en las centrales termosolares de torre hasta ahora son las sales fundidas aunque hay otros como aceites térmicos, sólido líquido, vapor y aire.

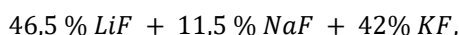
Las primeras centrales de torre utilizaban una estructura de los receptores con agua-vapor, generalmente de vapor saturado y sobrecalentado. En los conductos del receptor se calienta el agua que es evaporada y enviada directamente al sistema de turbinado con el vapor simplificando el proceso. Como desventaja no permite utilizar almacenamiento con sales sino por tanques de vapor saturado (entre 1 y 3 horas).

Los receptores que utilizan aire como fluido de trabajo del receptor presentan la ventaja de la buena manejabilidad del aire y simplificación del diseño. Sin embargo, tienen una gran desventaja frente a los otros fluidos que es la baja capacidad térmica del aire.

El fluido más utilizado en las centrales de torre son las sales fundidas que se componen generalmente de una mezcla de sales en proporciones como:



o bien,



La ventaja de utilizar este tipo de sales es que pueden ser utilizadas como HTF y como fluido de almacenamiento evitando así el uso de dos fluidos diferentes y la posibilidad de hacer un almacenamiento térmico directo y a mayor temperatura, por tanto, en mayor cantidad que en las centrales de canal parabólico. Sin embargo, hay que tener en cuenta la alta temperatura de solidificación y tomar las medidas oportunas para evitar su solidificación en el interior de los conductos. [4]

3.2.4 Ciclo de potencia.

El ciclo de potencia de una central térmica de torre es muy similar al de una central térmica de cilindros parabólicos. Este tipo de central sigue el mismo principio que la central de canal por el cual las sales fundidas calientes procedentes de los tanques de almacenamiento y del receptor solar ceden calor mediante un intercambiador evaporando y sobrecalentando el vapor que será utilizado para generar electricidad mediante la turbina y el generador. (Ver 3.1.4)

Capítulo 4. El *courtailment* o la reducción del suministro de energía.

El *courtailment*, sin traducción directa al castellano, se define como la acción de restringir o reducir la energía suministrada por una central eléctrica a la red. Estas restricciones son debidas a diferentes razones como: emergencias en el sistema, sobrecargas, mantenimientos, por razones ambientales o durante períodos de precios bajos del mercado se opta por reducir la cantidad de energía que se vuelca. Sin embargo, las principales razones por la que se restringe el suministro de energía y que está generando una problemática son:

- Exceso de oferta frente a la demanda de todo el sistema, esto es, se produce mucha más energía renovable de toda la que se demanda en determinados momentos.
- Limitaciones en la infraestructura de transmisión de red eléctrica debido a que hay tanta electricidad renovable generada en un área que no se dispone de la infraestructura suficiente para entregar esa electricidad a los lugares de consumo.

Frente a estos problemas de exceso de energía renovable en determinados momentos hay que sumar que hay periodos en los que falta energía renovable para poder suministrar toda la demanda. Es por ello por lo que se está investigando cómo almacenar esa energía sobrante para que pueda ser utilizada en momentos de baja producción energética. Esta solución de almacenamiento de energía solventaría los picos y valles de producción de energía. Algunos tipos de almacenamiento más utilizados por las centrales son: [16][17]

- Gran escala (GW): hidroeléctrica reversible mediante bombeo, almacenamiento térmico.
- En redes (MW): baterías, condensadores y volantes de inercia.

Una central fotovoltaica solo está en funcionamiento durante las horas de sol, permaneciendo apagada durante la noche debido a que todavía no hay existencia de baterías con suficiente capacidad para que sean rentables a gran escala. A nivel económico tiene un efecto negativo debido a que si hay más oferta que demanda y no se dispone de almacenamiento esa energía será desperdiciada y, por ende, no se obtendrá beneficio. Sin embargo, las centrales termosolares con almacenamiento térmico están siendo capaces de producir energía eléctrica en momentos de radiación solar nula gracias a que son capaces de almacenar energía en forma de calor en horas de exceso de energía y utilizar esa energía térmica almacenada cuando no hay radiación solar para producir electricidad. Algunos ejemplos de centrales de torre de más de 50 MW con almacenamiento térmico son: [18]

Centrales de torre con almacenamiento (20-50 MW)			Centrales de torre con almacenamiento (>50 MW)		
Nombre	Capacidad	Almacenamiento (h)	Nombre	Capacidad	Almacenamiento (h)
Gemasolar Plan	20 MW	15	Noor III CSP Project	150 MW	7
LuNengHaixi	50MW	12	Atacama I Cerro Dominador	110 MW	17,5
CEEC Hami	50 MW	13	Crescent Dunes	110 MW	10
Power China Qinghai Gonghe	50 MW	6	Noor Energy 1 / Dewa IV	100 MW	15
SUPCON Delingha II	50 MW	7	Redstone	100 MW	12
Media Almacenamiento		10,6	Shouhang Dunhuang Phase II	100 MW	11
			Media Almacenamiento		13,1

Tabla 2. Ejemplos de centrales de torre con almacenamiento

Como se observa, las centrales de torre son capaces de almacenar entre 9,5 horas y 13,1 horas de media. Destaca la central de “Atacama I, Cerro Dominador” que ha conseguido un almacenamiento de 17,5 horas y que entró en funcionamiento entre 2021 y 2022. A nivel económico este almacenamiento es muy importante ya que pueden estar produciendo energía eléctrica cuando en ese momento las centrales fotovoltaicas no podrían, además de estabilizar la red eléctrica.

Las centrales de canal parabólico también son capaces de realizar un almacenamiento rentable, aunque con menor capacidad de horas acumuladas. A continuación, se puede observar algunas de las centrales de canal parabólico con almacenamiento.

Centrales de canal parabólico con almacenamiento (50 MW)		
Nombre	Capacidad (MW)	Almacenamiento (h)
Andasol 2	50	7,5
Arcosol 50	50	7,5
Arenales	50	7
Aste 1A	50	8
Astexol II	50	8
Bokpoort	50	9,3
Casablanc	50	7,5
CGN Delingha	50	9
Extresol I	50	7,5
Extresol II	50	7,5
La Africana	50	7,5
La Dehesa	50	7,5
Media		7,817

Centrales de canal parabólico con almacenamiento (>50 MW)		
Nombre	Capacidad (MW)	Almacenamiento (h)
Ashalim Plot A	110	4,5
CSNP Urat	100	10
Ilanga I	100	4,5
Kathu Solar	100	5
Kaxu Solar	100	2,5
KVK	100	4
Xina Solar	100	5,5
Media		5,142857143

Centrales de canal parabólico con almacenamiento (>150 MW)		
Nombre	Capacidad (MW)	Almacenamiento (h)
Noor Energy 1	600	11
Noor II	200	7
Noor I	160	3

Tabla 3 Ejemplo de centrales de canal parabólico con almacenamiento

Si se compara las centrales termosolares de torre con las centrales de canal parabólico se comprueba que las de canal parabólico tienen menos horas de almacenamiento. Aunque la tecnología de torre solar no tiene tanta influencia como la tecnología de canal parabólico.

Ver Anexo I para ampliar la información sobre las centrales en el mundo.

Capítulo 5. Producción de energía de las centrales y factor de capacidad.

En este apartado se va a diferenciar entre los 3 tipos de centrales además de su capacidad de almacenamiento. Para ello se han realizado cálculos teniendo en cuenta la ubicación y características de la central, suponiendo que los 3 tipos de centrales van a tener los mismos MW. Como se debe de tener una ubicación para realizar estos cálculos, se ha escogido la ubicación en la isla de Tenerife debido a su alta irradiancia.

Para hacer la estimación de la producción de energía eléctrica es necesario las HSP (Horas Solares Pico) que existen en esa zona al año para poder obtener una estimación de la cantidad de energía producida. Para obtener los datos de la irradiancia y HSP se ha recurrido a utilizar el programa PVGIS donde se muestran todos los valores necesarios para poder sacar la producción, así como al programa SAM.

El factor de capacidad de una central eléctrica se define como el cociente entre la energía real generada en un periodo de tiempo y la energía generada si se hubiese trabajado a plena carga durante ese periodo. En este caso se ha tomado un periodo de tiempo de un año.[19]

5.1 Producción central fotovoltaica.

Para la producción de la central fotovoltaica se va a utilizar la tecnología de seguimiento solar en una dirección con orientación norte-sur y seguimiento este-oeste. Además, se debe tener en cuenta que va a haber una serie de pérdidas. Para cuantificar estas pérdidas existe el PR (*Performance Ratio*) que expresa la relación de rendimiento real vs el rendimiento nominal de la planta solar. El PR tiene en cuenta las pérdidas reales del sistema. Se calcula como el producto de los factores de pérdidas energéticas existentes en la instalación. Se puede distinguir entre causas evitables como sección del inversor, dimensionado del cableado, sombreado, etc. O bien por causas inevitables como pérdidas por temperatura, sombreado, suciedad, etc. Para la central del estudio se va a calcular como: [20][9]

$$PR = \eta(\text{inversor}) * \eta(\text{cables}) * \eta(\text{temperatura}) * \eta(\text{suciedad}) * \eta(\text{interconexiones})$$

El cálculo de estos valores se obtiene de la siguiente manera:

- $\eta(\text{inversor})$: viene dado según la ficha técnica o del catálogo. Generalmente estos inversores tienen rendimientos de entre el 96% y el 98 % [21]
- $\eta(\text{cables})$: según la normativa, la pérdida máxima permitida se sitúa en un 1,5% dejando así una eficiencia del 98,50% como mínimo. [22]
- $\eta(\text{temperatura})$: la temperatura es un factor que afecta sobre todo al rendimiento de la placa solar. A temperaturas altas de 40°C el rendimiento puede estar en torno al 80%. Mientras que a temperaturas más bajas este rendimiento es mayor. Para la tecnología de silicio cristalino suele ser del orden de 4 o 5% por cada 10°C. De media anual este rendimiento se puede considerar en torno a un 92% (según la ubicación). [9]
- $\eta(\text{suciedad})$: el factor de rendimiento de suciedad es complejo de medir de forma exacta, pero se sabe que, tras un día de lluvia, el rendimiento por suciedad es del 100%. Los valores medios

anuales de pérdidas se sitúan en torno al 4% pudiendo llegar hasta el 8% cuando las placas se ven muy manchadas. Este factor es una de las cosas a tener muy en cuenta dentro de una instalación de estas características ya que si están las placas solares limpias o sucias puede afectar, y mucho, a la producción. [9]

- $\eta(\text{interconexiones})$: la eficiencia entre las conexiones de los módulos está en el rango del 96%. A este término se lo conoce también como *mismatch*.
- $\eta(\text{nieve})$: debido a la ubicación escogida, el valor de pérdidas por nieve será de 0.

Con todo esto, el PR resultante será:

$$PR = 0,97 * 0,985 * 0,92 * 0,96 * 0,96 = 0,7777$$

El valor de 77,77% está dentro del rango medio de entre el 70% y 80% anual, por tanto, lo tomaremos como correcto.

$$PR = 77,77\%$$

Además, se debe tener en cuenta que los inversores tienen un factor de conversión de DC, en condiciones pico a AC de entre 1,1 y 1,25, pudiendo ser de hasta 1,50. Por tanto, hay que tener en cuenta este factor ya que 100 MWdc serían 83,33 MWac para una ratio de 1,2.

Una vez tenemos la ubicación, los MW de la central, el PR y las horas solares pico anuales, podremos obtener la producción solar al año.

Producción Fotovoltaica (ESPAÑA)	
Ubicación	Tenerife, España
Latitud / Longitud	28,21, -16,58
PR	0,77
MW netos	100
Hora Solar Pico anual (kWh/m2)	2587
Producción energía (MWh/año)	199.199,00
Energía anual ideal (MWh/año)	876.000,00
Factor de capacidad	22,74%

Tabla 4. Producción central fotovoltaica.

Para comprobar este valor se han introducido los datos en el simulador fotovoltaico, PVWatts de NREL [23], dando un valor de irradiancia anual de 2496,6 kWh/m2 y una producción solar 197.033,213 MWh anuales. El error obtenido es muy pequeño por tanto daremos por bueno el valor calculado. Para esta producción solar el factor de capacidad es de 22,74%. Este valor es bajo debido a que no produce durante las horas donde no hay sol ya que no dispone de almacenamiento. Este valor está dentro del rango de factor de capacidad de las centrales fotovoltaicas que es de entre 10% y 30%.

Lógicamente no se produce la misma energía en los diferentes meses del año en Tenerife debido a que la radiación no es la misma en todos los meses. Como se puede ver en la siguiente tabla, los meses de mayor producción son mayo, junio, julio y agosto y los de menos producción enero y diciembre. [23]

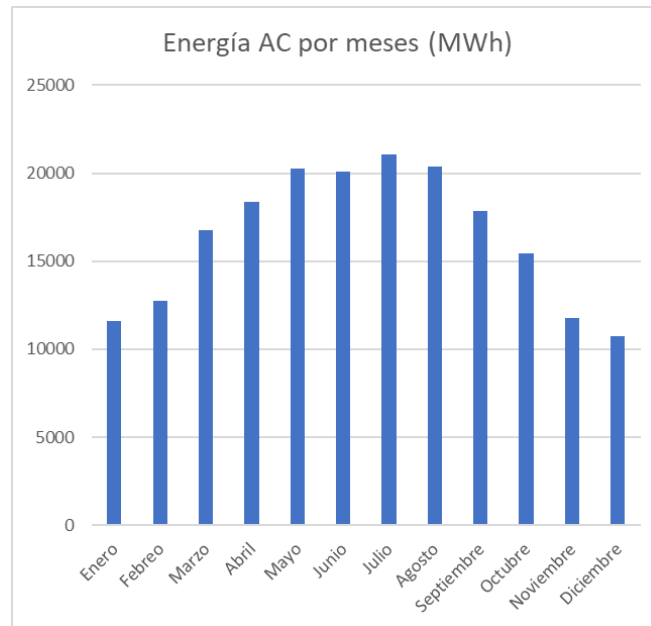


Figura 19. Energía central fotovoltaica mensual

5.2 Producción termosolar de canal parabólico.

Para hacer la estimación de la producción de una central termosolar de canal parabólico hay que tener en cuenta numerosos factores debido a su complejidad tanto en el campo solar como en los fluidos de transferencia y almacenamiento. Para obtener estos valores se ha utilizado una herramienta proporcionada por NREL (*National Renewable Energy Laboratoy*), esta herramienta es un programa informático llamado SAM (*System Advisor Model*) [4] que permite parametrizar cualquier tipo de central. Posee una base de datos de todas o casi todas las centrales del mundo pudiendo hacer una muy buena estimación. Además, se ha introducido la información necesaria de la ubicación seleccionada para así tener informatizados los datos climatológicos.[24] A continuación, se muestran algunos de los valores introducidos y proporcionados por SAM.

Datos genéricos instalación de canal parabólico	
Localización	Tenerife
Ciclo de turbina bruto	111 Mwe
Factor de conversión	0,9
Output neto estimado	100 Mwe
Eficiencia del ciclo termico	0,356
Ciclo de energía termico	312 MWt
Espacio necesario para los heliostatos	587 hectareas
Tipo de colector	SkyFuel SkyTrough
Tipo de receptor	Schott PTR80
Tipo de HTF	Therminol VP-1
Temp del HTF a la salida del bucle	391 °C
Temp del HTF a la entrada del bucle	293 °C
Caudal de HTF	1296 kg/s
Vida útil	35 años

Tabla 5. Datos instalación de canal parabólico.

Algunos datos significativos del almacenamiento de la central de canal parabólico y su producción son los siguientes:

Con almacenamiento térmico	
Tanques en paralelo	1
Capacidad de almacenamiento MWt-hr	2338
Tª min de almacenamiento °C	238
Tª max de almacenamiento permitida °C	593
Tª max de almacenamiento real °C	391
Horas de almacenamiento h	7,5
Energía anual producida (MWh/año)	442.981,34
Energía anual ideal (MWh/año)	972.360,00
Factor de capacidad	45,56%

Tabla 6. Energía anual producida instalación de canal parabólico con almacenamiento.

Esta central térmica se ha realizado el mismo estudio con SAM, pero teniendo en cuenta un almacenamiento de 0 horas. El resultado es que sin almacenamiento se producirían 85.000 MWh / año menos que con almacenamiento. Para verificar la realidad de esta producción se ha comparado con la central China “CSNP Royal Tech Urat” de 100 MW y un almacenamiento similar. Está central tiene una producción anual de entre 350 y 400 GWh anuales. [18] Comparando estos datos lo daremos como correcto. El factor de capacidad de esta central es un valor de 45,56% lo cual es un valor realmente bueno y superior a la fotovoltaica debido a que cuando no hay Sol esta central puede seguir produciendo energía debido a sus 7,5 horas de almacenamiento. Este valor entra dentro del rango de factor de capacidad que tienen las centrales termosolares que se sitúa entre 40% y 60%.

La temperatura de almacenamiento permitida es la temperatura máxima que podrían llegar a soportar las sales del tanque de almacenamiento. Sin embargo, esta temperatura viene limitada por la del HTF caliente, es decir, podrá alcanzar como máximo 391°C debido a que esta es la máxima temperatura que puede alcanzar el HTF.

La producción mensual de esta central que se muestra a continuación. Se puede ver como la diferencia entre el mes menos productivo, diciembre, y entre el mes más productivo, julio, es de 35.000 MWh. Esto se debe a que en diciembre las horas de luz son menores y no hay exceso para la acumulación de energía. Sin embargo, si la comparamos con la central fotovoltaica, el mes más productivo de la central fotovoltaica es equiparable al mes menos productivo de la central termosolar.

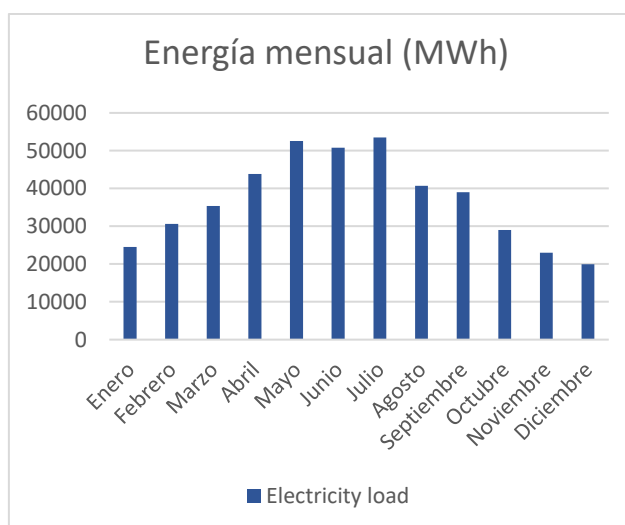


Figura 20. Energía mensual central de canal parabólico.

En la figura siguiente, se puede apreciar la potencia de bombeo que hay en cada mes para distribuir el HTF por los conductos. Este dato es significativo debido a que aumenta en los meses donde mayor radiación solar existe y disminuye de manera considerable en los meses de menos radiación. Este suceso produce debido a que, como se ha comentado, el fluido debe tener un rango de temperaturas óptimo comprendido entre 293°C y 391°C. De tal modo que, si la temperatura aumenta en los meses de mayor radiación, el sistema aumenta la potencia de bombeo proporcionando una mayor velocidad al HTF y, de manera proporcional, también aumenta el caudal reduciendo así el tiempo de calentamiento del fluido. De la misma manera, si la temperatura descende en los meses de menor radiación, el sistema de control reduce la potencia de bombeo y, por tanto, también la velocidad del HTF aumentando así el tiempo de calentamiento del fluido a través de los conductos.

Se puede dar el caso en el que se alcance la temperatura máxima del fluido y no se pueda disminuir o aumentar la velocidad del fluido por peligro de desgaste, en estos casos la solución que se toma es el desenfoque parcial de los colectores para evitar el sobrecalentamiento.

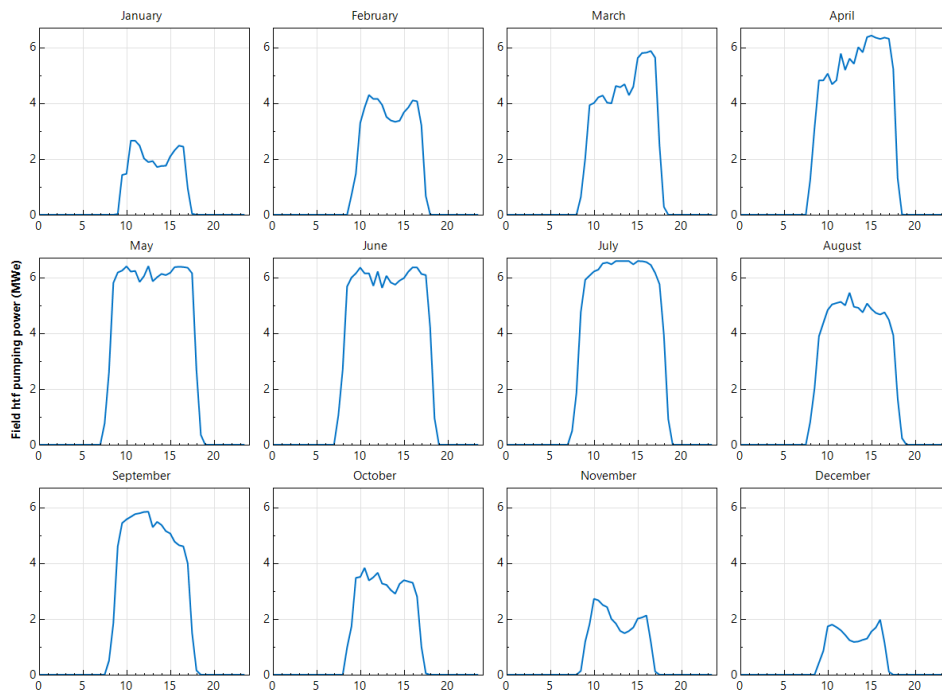


Figura 21. Potencia de bombeo por meses. [4]

5.3 Producción central termosolar de torre.

Para realizar los cálculos de la producción anual de energía en la central termosolar de torre se ha procedido de la misma manera que en la central de canal parabólico debido a la complejidad del campo solar. Se ha utilizado el programa SAM para obtener la producción solar, algunos de los valores más importantes introducidos y proporcionados por el programa son los siguientes.

Datos genéricos instalación de canal parabólico	
Localización	Tenerife
Ciclo de turbina bruto	111 Mwe
Factor de conversión	0,9
Output neto estimado	100 Mwe
Eficiencia del ciclo termico	0,41
Ciclo de energía termico	269 MWt
Espacio necesario para los heliostatos	1550 hectareas
Altura de torre	200 m
Temperatura caliente del HTF	574 °C
Temperatura fría del HTF	290 °C
Tipo de HTF	Sal (60% NaNO3 40% KNO3)
Caudal máximo en el receptor	1511,19 kg/s
Vida útil	35 años
Tanques en paralelo	1
Capacidad de almacenamiento MWt-hr	3637,1
Horas de almacenamiento h	13,5 h
Energía anual producida (MWh/año)	542.384,45
Energía anual al 100%	972.360,00 €
Factor de capacidad	55,78%

Tabla 7. Datos y producción de la instalación termosolar de torre.

Para comprobar ese valor de producción anual se ha comparado con otras centrales de características similares como "Noor III CSP project", "RedStone" y Shouhang Dunhang Phase II". Estas centrales tenían una producción de entre 450 y 500 GWh anuales, pero con un almacenamiento de entre 7 y 10 horas. [18] Como la central simulada tiene 13,5 horas de almacenamiento es capaz de generar más energía y se puede dar como correcto este valor.

El factor de capacidad se sitúa en 55,78%, más que la fotovoltaica y más que la central de canal parabólico. Esto se debe a su capacidad de almacenamiento de 13,5 horas que le permite trabajar sin horas de Sol además de que las centrales de torre suelen producir más energía que las de canal parabólico. Valor más que aceptable dentro del rango de las centrales de torre, entre 40% y 60%.

De la misma manera que las otras dos centrales, la producción de la central aumenta en los meses de verano y de mayor radiación solar tanto en potencia como en número de horas de funcionamiento y disminuye en los meses de menos radiación. Teniendo como ejemplo diciembre que la media de producción igual a cero diaria en este mes es de 10 horas.

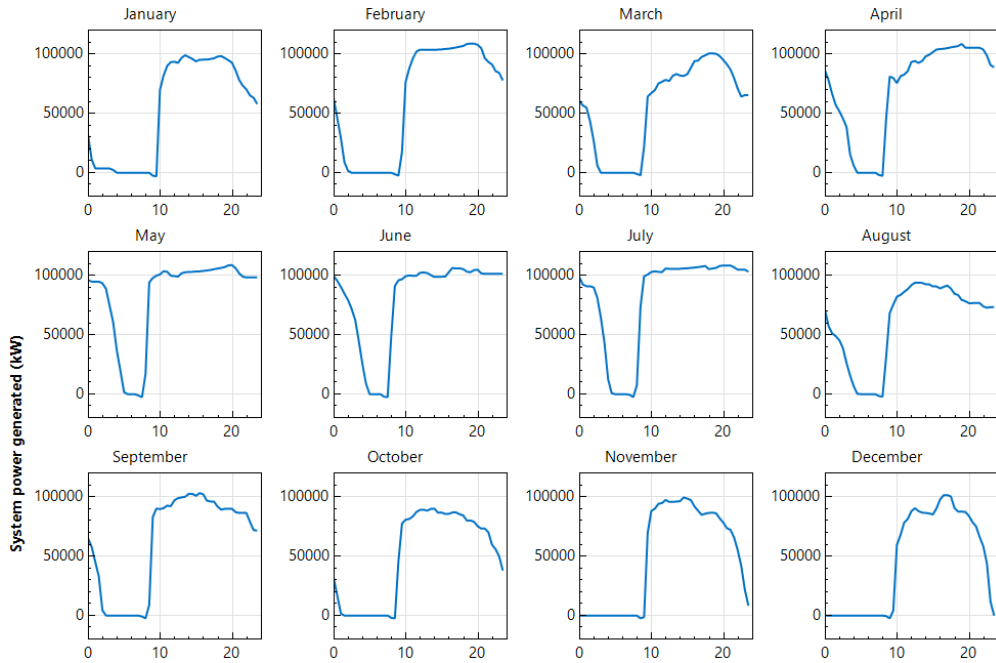


Figura 22. Producción mensual central termosolar de torre. [4]

Capítulo 6. Costes de instalación y mantenimiento.

En este capítulo se van a calcular los costes de la instalación de las plantas solares según los informes de La Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA) [6] que proporciona los datos de los costes de las instalaciones que van a ser tomados como referencia para hacer los cálculos necesarios donde se puede ver tanto la evolución de los costes a lo largo de los años, por países y desglosando en cada central cuánto cuesta cada componente.

Debemos tener en cuenta que la energía solar fotovoltaica sigue reduciendo los costes de instalación notablemente, mientras que la energía de concentración solar ha visto un pequeño repunte en los gastos de instalación. En la Figura 20 se puede observar la variación entre 2020 y 2021. [6]

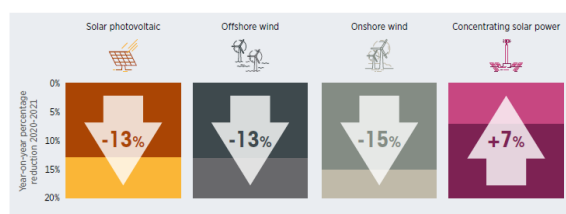


Figura 23. Evolución de los costes de las energías renovables. [6]

6.1. Costes instalación solar fotovoltaica.

La energía solar fotovoltaica es la energía renovable que más ha reducido sus costes respecto a años anteriores bajando 3951 USD/kWh en apenas 10 años. Esto ha generado que muchas empresas se vean motivadas a la construcción de centrales fotovoltaicas. A continuación, se puede observar esta reducción en los costes medios, así como el progresivo aumento del factor de capacidad y la caída en los costes de la electricidad.

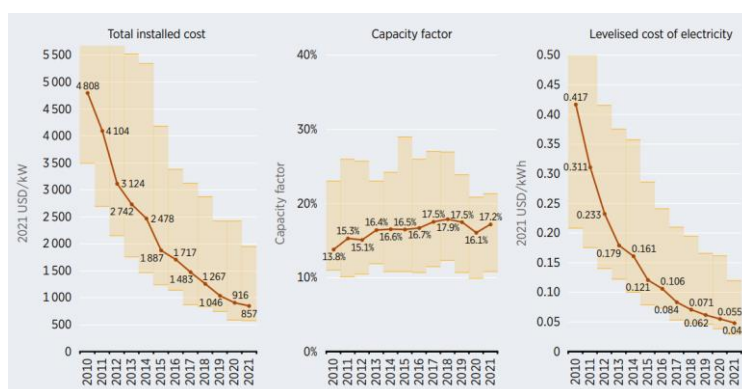


Figura 24. Evolución de los costes y otros datos de la energía PV. [6]

Esta caída considerable en los precios de las centrales fotovoltaicas viene en gran medida generada por los costes de los módulos solares que han disminuido entre un 60% y 80% en 10 años. Pasando de costar 3 USD/W a tan solo 0,3 USD/W.

Para nuestro estudio tenemos una central solar fotovoltaica de 100 MW. Como es de esperar, los costes no son los mismos en todos los países, por tanto, se han tomado los costes medios que están en torno a los 840 - 860 USD/kW y también los de España debido a que es el lugar de nuestro emplazamiento. [6]

COSTES CENTRAL FOTOVOLTAICA 2021 (USD/kW)					
Categoría	Caracterización	Media mundial		Media en España	
		Costes (USD/kW)	Tipo de central (MW) 100	Costes (USD/kW)	Tipo de central (MW) 100
Módulos e inversor (hardware)	Módulos	369,2	36.920.000,00 USD	309,2	30.920.000,00 USD
	Inversor	36	3.600.000,00 USD	52,4	5.240.000,00 USD
Balance del sistema (hardware)	Bastidores y montaje	35,4	3.540.000,00 USD	75,4	7.540.000,00 USD
	Conexión a la red	41,8	4.180.000,00 USD	72,1	7.210.000,00 USD
	Cableado	35,6	3.560.000,00 USD	48,1	4.810.000,00 USD
	Seguridad y protección	12,7	1.270.000,00 USD	4,4	440.000,00 USD
	Monitorización y control	3,4	340.000,00 USD	4,7	470.000,00 USD
Instalación	Instalación mecánica	85,2	8.520.000,00 USD	75	7.500.000,00 USD
	Instalación eléctrica	60,7	6.070.000,00 USD	57,6	5.760.000,00 USD
	Inspección	9,2	920.000,00 USD	12,7	1.270.000,00 USD
Otros costes	Margen	56,9	5.690.000,00 USD	53	5.300.000,00 USD
	Costes de financiación	41,9	4.190.000,00 USD	4,4	440.000,00 USD
	Diseño del sistema	8,8	880.000,00 USD	4,8	480.000,00 USD
	Permisos	38,2	3.820.000,00 USD	33,4	3.340.000,00 USD
	Solicitud de incentivos	13	1.300.000,00 USD	0	- USD
	Adquisición de clientes	0	- USD	8,6	860.000,00 USD
Inversión total Central (USD)		848 USD	84.800.000 USD	815,80 USD	81.580.000,00 USD
Inversión total Central (€)		805,60 €	80.560.000 €	775,01 €	77.501.000,00 €
		Coste (USD/kW)	Tipo de central (MW) 50	Costes (USD/kW)	Tipo de central (MW) 50
Costes de operación, mantenimiento, seguros y gestión de activos		17,1	1.710.000,00 USD	13,4	1.340.000,00 USD
Coste anual de mantenimiento en Euros		16,245	1.624.500,00 €	12,73	1.273.000,00 €

Tabla 8. Costes central solar fotovoltaica.

Se puede observar como la parte que mayor inversión requiere es la instalación de los módulos solares pese a la gran caída de los precios que está experimentando. Representan entre un 25% y 30 % de la inversión inicial. Es por eso por lo que se está estudiando tanto en cómo reducir los costes de los módulos solares abaratando así las centrales solares fotovoltaicas.

6.2 Costes instalación producción termosolar.

En los costes de la instalación de una planta termosolar, sin especificar el tipo de tecnología, han bajado casi un 50% desde el 2010 al 2020 aunque el descenso no es tan lineal como el de la fotovoltaica. Sin embargo, en 2021 se ve un claro incremento en los costes de instalación hasta los 9091 USD/kW, esto se debe a que durante este año solo hubo 1 instalación y, por tanto, no refleja un valor medio correcto. Además, esta central ha sido la primera en conseguir 17,5 horas de almacenamiento y un factor de capacidad del 80 % lo que puede haber incrementado sus costes, esta es la Central Cerro Dominador en el desierto de Atacama, Chile.

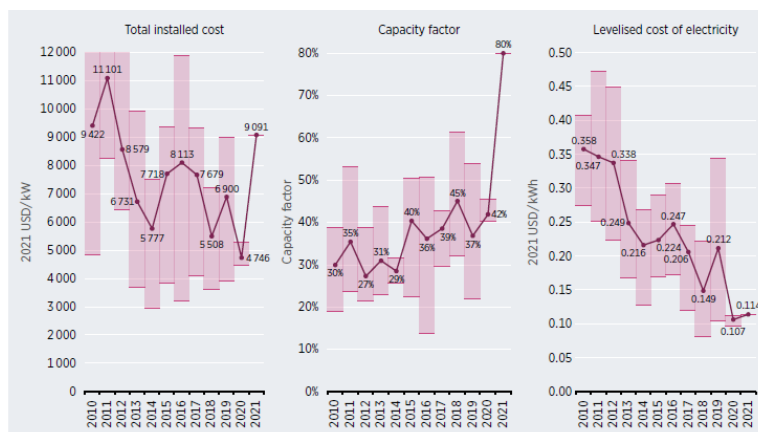


Figura 25. Evolución de los costes y otros datos de la energía termosolar. [6]

A continuación, se va a diferenciar entre los costes de una central de canal parabólico de una central de torre.

6.2.1. Costes instalación termosolar de canal parabólico.

Las centrales termosolares de canal parabólico han reducido sus costes desde 2010 con 9593 USD/kWh a 4449 USD/kWh de media mundial. [5]

Para el estudio presente, se muestran los costes de instalación desglosados para una central de 111 MW brutos con y sin almacenamiento térmico. Se ha escogido un almacenamiento térmico de 7,5 horas debido a que es la media de almacenamiento existente hoy en día en el mundo para las centrales de canal parabólico de 100 MW.

COSTES TERMOSOLAR PARABÓLICO 2020		
Canal parabólico (2020)	Costes medio (USD/kW)	Tipo de central (MW) 111
Costes del propietario	398,834	44.270.562,94 USD
Ingeniería	168,493	18.702.743,36 USD
BOP	205,698	22.832.517,53 USD
Contingencias	336,986	37.405.486,73 USD
Sistema del HTF	470,001	52.170.152,96 USD
Bloque de potencia	884,010	98.125.062,04 USD
Campo solar	1345,462	149.346.265,35 USD
Mejoras del emplazamiento	221,120	24.544.320,00 USD
Almacenamiento energía termica	712,955	79.138.049,09 USD

Tabla 9. Costes detallados de la central termosolar de canal parabólico.

Con almacenamiento (7,5 h)		
Total central (USD)	4.743,56	526.535.160,00 USD
Total central(€)	4.506,38	500.208.402,00 €
Costes de mantenimiento	Entre 0,50% - 1 % inversión inicial	
Total mantenimiento	0,75%	3.751.563,02 €

Tabla 10. Resumen costes central de canal parabólico con almacenamiento.

6.2.2. Costes instalación termosolar de torre.

Las centrales termosolares de torre han reducido sus costes desde 2011 con 17671 USD/kW a tan solo 5938 USD/kW de media mundial en 2019. Siendo prácticamente muy parecidos a los costes de una central de canal parabólico. Aunque depende mucho de la potencia instalada, horas de almacenamiento, tamaño de la torre etc.

A continuación, se muestran los costes de instalación para una central termosolar de torre con almacenamiento de 13.5 horas. Se ha escogido esta cantidad de almacenamiento debido a que es la meda mundial para centrales termosolares de torre de más de 100 MW.

COSTES TERMOSOLAR DE TORRE		
Termosolar de torre (2019)	Coste medio (USD/kW)	Tipo de central (MW)
		111
Torre	181,956	20.197.121,81 USD
Costes del propietario	810,298	89.943.094,88 USD
Contingencias	820,477	91.072.957,62 USD
Almacenamiento energía térmica	591,114	65.613.643,97 USD
Bloque de potencia	928,113	103.020.533,50 USD
BOP e ingeniería	205,119	22.768.239,40 USD
Recibidor	819,084	90.918.332,48 USD
Campo de heliostatos	1652,119	183.385.156,33 USD
Total central (USD)	6.008,28 USD	666.919.080,00 USD
Total central (€)	5.707,87 €	633.573.126,00 €
Costes de mantenimiento	Entre 0,50% - 1 % inversión inicial	
Total mantenimiento	0,5%	3.478.316,46 €

Tabla 11. Costes detallados central termosolar de torre con almacenamiento.

Se puede ver como los costes de almacenamiento de la central de torre son ligeramente inferiores a la central de canal parabólico. Esto es debido a que la central de torre utiliza el mismo fluido para transportar el calor y para almacenarlo mientras que la de canal parabólico utiliza uno distinto. Esto hace que en la central de torre el almacenamiento sea de forma directa evitando intercambiadores de calor y otros componentes y en la de canal parabólico se necesite un almacenamiento indirecto suponiendo más equipos de instalación.

Capítulo 7. Precios anuales de la energía.

Para poder hacer un estudio de la rentabilidad y viabilidad del proyecto, es necesario conocer la producción energética real que van a generar las diferentes plantas, así como el precio del mercado para vender la energía eléctrica. De esta manera podremos obtener los ingresos de cada planta.

La estimación de los precios de la energía eléctrica tanto en España como en el mundo es una tarea complicada debido a la situación actual de crisis energética, donde los precios se han visto disparados por la COVID-19 y la guerra de Rusia-Ucrania. Para obtener los precios de la energía eléctrica hemos recurrido a operadores de mercado y mercado de futuros a nivel de España como son OMIP y MEEF. De ambos estudios hemos obtenido los valores medios anuales desde el 2023 hasta el año 2033 y a su vez una media entre ambos comparadores. Resultando lo siguiente: [32][33]

	Precio medio anual (€/MWh)		
	(MEFF)	(OMIP)	Media
Año 2023	178,33	156,00	167,17
Año 2024	144,00	143,00	143,50
Año 2025	87,50	86,00	86,75
Año 2026	66,00	64,00	65,00
Año 2027	61,25	60,00	60,63
Año 2028	59,25	51,50	55,38
Año 2029	56,25	49,72	52,99
Año 2030	55,85	48,09	51,97
Año 2031	55,65	46,91	51,28
Año 2032	55,50	45,41	50,46
Año 2033	55,40	45,41	50,41

Tabla 12. Precio medio anual 2023-2032.

Sin embargo, esto no sería suficiente para nuestro análisis ya que las centrales solares duran mucho más de 10 años y por tanto deberíamos tener valores de la energía como mínimo hasta el año 2053 (35 años de vida mínimo). Para ello recurrimos a graficar los valores anteriores y obtener una curva de dispersión y así poder obtener el resto de valor aproximados hasta 2057.

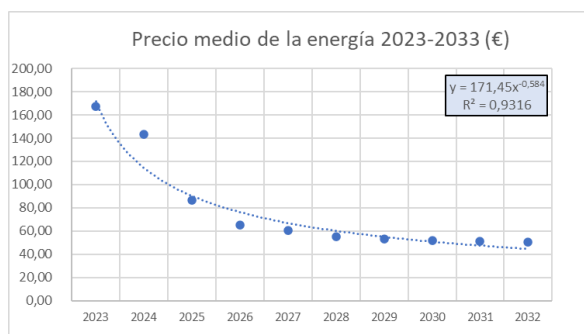


Figura 26. Precio medio de la energía

A partir del año 2034 los datos han sido estimados a través de la gráfica de dispersión dejando el mismo precio desde el 2044 hasta el 2057 debido a que sino bajaría demasiado el valor.

Año	(€/MWh)	Año	(€/MWh)
Año 2034	49,28 €	Año 2046	43,11 €
Año 2035	48,59 €	Año 2047	43,11 €
Año 2036	47,91 €	Año 2048	43,11 €
Año 2037	47,22 €	Año 2049	43,11 €
Año 2038	46,54 €	Año 2050	43,11 €
Año 2039	45,85 €	Año 2051	43,11 €
Año 2040	45,17 €	Año 2052	43,11 €
Año 2041	44,48 €	Año 2053	43,11 €
Año 2042	43,80 €	Año 2054	43,11 €
Año 2043	43,11 €	Año 2055	43,11 €
Año 2044	43,11 €	Año 2056	43,11 €
Año 2045	43,11 €	Año 2057	43,11 €

Tabla 13. Precio de la energía 2033-2053.

Capítulo 8. Ingresos económicos.

Una vez obtenidos los precios de la energía eléctrica podemos calcular los ingresos de las centrales. Conociendo el precio de venta de la energía en cada año y la producción de energía al año obtendremos los ingresos anuales. Hay que destacar que tras la crisis energética actual los valores de los primeros años están muy altos y esto genera muchos ingresos al principio de la vida.

8.1. Ingresos central fotovoltaica.

Para la central fotovoltaica tenemos una producción de 199.199 MWh/año obtenemos los siguientes ingresos anuales brutos hasta el año 2057 en euros. Suponiendo que para la generación fotovoltaica se deprecia un 0,5% anualmente.

Con esta producción los ingresos de cada año serán diferentes debido a los costes de la energía. Como ejemplo, en 2023 generará 33M de euros y en 2057 generará 7M de euros.

Solar fotovoltaica					Solar fotovoltaica				
Año	Precio medio(€/M)	Depreciación anual	Producción (MWh/año)	Ingresos (€)	Año	Precio medio(€/M)	Depreciación anual	Producción (MWh/año)	Ingresos (€)
2023	167,17	0,50%	199199,00	33.299.100,84 €	2041	44,48	0,5%	182013,08	8.096.548,67 €
2024	143,50	0,50%	198203,01	17.306.982,00 €	2042	43,80	0,5%	181103,02	7.932.010,36 €
2025	86,75	0,50%	197211,99	15.576.283,80 €	2043	43,11	0,5%	180197,50	7.768.915,02 €
2026	65,00	0,50%	196225,93	14.326.335,10 €	2044	43,11	0,5%	179296,52	7.729.472,79 €
2027	60,63	0,50%	195244,80	12.884.086,60 €	2045	43,11	0,5%	178400,03	7.690.825,42 €
2028	55,38	0,50%	194268,58	11.802.400,23 €	2046	43,11	0,5%	177508,03	7.652.371,29 €
2029	52,99	0,50%	193297,23	11.241.846,31 €	2047	43,11	0,5%	176620,49	7.614.109,44 €
2030	51,97	0,50%	192330,75	11.065.891,99 €	2048	43,11	0,5%	175737,39	7.576.038,89 €
2031	51,28	0,50%	191369,09	10.933.205,13 €	2049	43,11	0,5%	174858,70	7.538.158,70 €
2032	50,46	0,50%	190412,25	10.822.632,74 €	2050	43,11	0,5%	173984,41	7.500.467,90 €
2033	50,41	0,50%	189460,19	10.378.003,56 €	2051	43,11	0,5%	173114,49	7.462.965,56 €
2034	49,28	0,50%	188512,89	10.102.012,14 €	2052	43,11	0,5%	172248,92	7.425.650,74 €
2035	48,59	0,50%	187570,32	9.826.020,72 €	2053	43,11	0,5%	171387,67	7.388.522,48 €
2036	47,91	0,50%	186632,47	9.550.029,30 €	2054	43,11	0,5%	170530,73	7.351.579,87 €
2037	47,22	0,50%	185699,31	9.274.037,88 €	2055	43,11	0,5%	169678,08	7.314.821,97 €
2038	46,54	0,50%	184770,81	8.998.046,46 €	2056	43,11	0,5%	168829,69	7.278.247,86 €
2039	45,85	0,50%	183846,96	8.998.047,46 €	2057	43,11	0,5%	167985,54	7.241.856,62 €
2040	45,17	0,50%	182927,72	8.998.048,46 €					

Tabla 14. Ingresos anuales central fotovoltaica.

8.2. Ingresos central termosolar de canal parabólico.

La producción generada por la central termosolar de canal parabólico con almacenamiento térmico de 7.5 horas son de 442.981,34 MWh anuales. Se estima que serán constantes hasta fin de vida, aunque podría existir una depreciación en los últimos años. Para los primeros años la central producirá 74 M de euros en 2023 y unos 19 M de euros en 2057.

Canal parabólico con almacenamiento				Canal parabólico con almacenamiento			
Año	Precio medio(€/MWh)	Producción (MWh/año)	Ingresos (€)	Año	Precio medio(€/MWh)	Producción (MWh/año)	Ingresos (€)
2023	167,17	442981,34	74.050.976,37 €	2041	44,48	442981,34	19.705.286,79 €
2024	143,50	442981,34	63.567.822,86 €	2042	43,80	442981,34	19.401.844,56 €
2025	86,75	442981,34	38.428.631,59 €	2043	43,11	442981,34	19.098.402,34 €
2026	65,00	442981,34	28.793.787,36 €	2044	43,11	442981,34	19.096.925,74 €
2027	60,63	442981,34	26.855.743,98 €	2045	43,11	442981,34	19.096.925,74 €
2028	55,38	442981,34	24.530.091,92 €	2046	43,11	442981,34	19.096.925,74 €
2029	52,99	442981,34	23.471.366,51 €	2047	43,11	442981,34	19.096.925,74 €
2030	51,97	442981,34	23.021.740,45 €	2048	43,11	442981,34	19.096.925,74 €
2031	51,28	442981,34	22.716.083,32 €	2049	43,11	442981,34	19.096.925,74 €
2032	50,46	442981,34	22.350.623,71 €	2050	43,11	442981,34	19.096.925,74 €
2033	50,41	442981,34	22.328.474,64 €	2051	43,11	442981,34	19.096.925,74 €
2034	49,28	442981,34	21.829.382,33 €	2052	43,11	442981,34	19.096.925,74 €
2035	48,59	442981,34	21.525.940,11 €	2053	43,11	442981,34	19.096.925,74 €
2036	47,91	442981,34	21.222.497,89 €	2054	43,11	442981,34	19.096.925,74 €
2037	47,22	442981,34	20.919.055,67 €	2055	43,11	442981,34	19.096.925,74 €
2038	46,54	442981,34	20.615.613,45 €	2056	43,11	442981,34	19.096.925,74 €
2039	45,85	442981,34	20.312.171,23 €	2057	43,11	442981,34	19.096.925,74 €
2040	45,17	442981,34	20.008.729,01 €				

Tabla 15. Ingresos central de canal parabólico con almacenamiento.

8.3. Ingresos central termosolar de torre.

La producción anual de la central termosolar de torre con almacenamiento de 13,5 horas genera anualmente una producción de 542.384,45 MW.

La central de torre ingresará 90M de euros en 2023 frente a los 23M de euros de 2057. Es interesante destacar que el año que menos ingresa la central de torre, 23M de euros, es superior al segundo año de ingreso de la central fotovoltaica, 17 M de euros. Sin embargo, esto no quiere decir que el beneficio neto sea mayor o menor tal y como se comprobará más adelante.

Central termosolar de torre				Central termosolar de torre			
Año	Precio medio(€/MWh)	Producción (MWh/año)	Ingresos (€)	Año	Precio medio(€/MWh)	Producción (MWh/año)	Ingresos (€)
2023	167,17	542384,45	90.667.696,25 €	2041	44,48	542384,45	24.127.068,20 €
2024	143,50	542384,45	77.832.168,29 €	2042	43,80	542384,45	23.755.534,85 €
2025	86,75	542384,45	47.051.850,86 €	2043	43,11	542384,45	23.384.001,50 €
2026	65,00	542384,45	35.254.989,12 €	2044	43,11	542384,45	23.382.193,55 €
2027	60,63	542384,45	32.882.057,16 €	2045	43,11	542384,45	23.382.193,55 €
2028	55,38	542384,45	30.034.538,81 €	2046	43,11	542384,45	23.382.193,55 €
2029	52,99	542384,45	28.738.239,98 €	2047	43,11	542384,45	23.382.193,55 €
2030	51,97	542384,45	28.187.719,76 €	2048	43,11	542384,45	23.382.193,55 €
2031	51,28	542384,45	27.813.474,49 €	2049	43,11	542384,45	23.382.193,55 €
2032	50,46	542384,45	27.366.007,32 €	2050	43,11	542384,45	23.382.193,55 €
2033	50,41	542384,45	27.338.888,10 €	2051	43,11	542384,45	23.382.193,55 €
2034	49,28	542384,45	26.727.801,62 €	2052	43,11	542384,45	23.382.193,55 €
2035	48,59	542384,45	26.356.268,28 €	2053	43,11	542384,45	23.382.193,55 €
2036	47,91	542384,45	25.984.734,93 €	2054	43,11	542384,45	23.382.193,55 €
2037	47,22	542384,45	25.613.201,58 €	2055	43,11	542384,45	23.382.193,55 €
2038	46,54	542384,45	25.241.668,24 €	2056	43,11	542384,45	23.382.193,55 €
2039	45,85	542384,45	24.870.134,89 €	2057	43,11	542384,45	23.382.193,55 €
2040	45,17	542384,45	24.498.601,54 €				

Tabla 16. Ingresos anuales central termosolar de torre.

Capítulo 9. Rentabilidad y viabilidad del proyecto.

Sabiendo los costes iniciales, costes anuales, precios y producción podemos sacar VAN, TIR, *PayBack* y los costes de la energía para cada planta. Tal y como se ha ido haciendo a lo largo del trabajo se va a diferenciar según las diferentes centrales propuestas en el estudio. Como tasa de interés para calcular el valor actual neto se va a tomar como referencia un valor de 1,5 %. El cálculo y desarrollo de estos valores se puede ver reflejado en el anexo II y anexo III.

El valor actual neto del proyecto es una herramienta financiera utilizada para evaluar la viabilidad de dicho proyecto. Se va a utilizar para conocer el beneficio total que van a reportar las centrales debido a que tiene en cuenta el valor temporal del dinero, los flujos de caja a lo largo de los años y la inversión inicial.

El TIR, Tasa Interna de Retorno, es una herramienta financiera que indica la rentabilidad que ofrece una inversión, esto es, el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá el proyecto. De igual manera que el VAN permite evaluar los proyectos y compararlos entre sí. Esta herramienta también se ve afectada por la incertidumbre de los flujos de caja de igual manera que el VAN.

El *payback* es una herramienta financiera que ayuda a determinar cuándo se va a recuperar el capital de una inversión. Se va a utilizar para evaluar cuándo se van a amortizar las centrales planteadas y así conocer en qué periodo, año, se va a recuperar el dinero desembolsado.

El valor anualizado o LCOE (*Levelized Costo of Energy*), es una herramienta financiera utilizada en el marco de los proyectos energéticos que establece el coste total de construir y operar una central generadora de energía en un periodo de tiempo. [25]

Además, también se ha añadido el factor de capacidad calculado anteriormente debido a que cuanto mayor sea este factor de capacidad mayor rango horario y mercado tendrá la central solar.

El resumen de los datos obtenidos de las diferentes centrales es el siguiente:

	Fotovoltaica	Canal parabólico	Torre
Años operación	35	35	35
Tasa interés	1,5%	1,5%	1,5%
VAN	162.834.545,43 €	154.691.770,88 €	106.423.835,00€
TIR	16,67%	4,29%	2,78%
PayBack	4,73	17,44	21,16
Factor de capacidad	22,74%	45,56%	55,78%
LCOE cnt € /KWh	17,51	40,73	39,779

Tabla 17. Resumen datos obtenidos de las centrales.

Capítulo 10. Conclusiones.

El presente trabajo presenta un análisis completo de los parámetros que intervienen en el diseño de las centrales fotovoltaicas, termosolares de canal parabólico y termosolares de torre. Estos análisis han podido ser realizados gracias a principalmente dos fuentes de información como son IRENA [6] y el programa informático SAM [4] entre otras muchas fuentes de información como NREL. [4]

Las energías renovables son el presente y han venido para quedarse. Como se ha visto a lo largo del trabajo el Sol es una gran fuente de energía que ya está siendo utilizada por numerosos países para la producción de energía. Se están desarrollando nuevas tecnologías y mejorando las presentes tal y como se ha visto reflejado en el trabajo. Ejemplo de esto es la reducción de los costes de la energía fotovoltaica que ha sufrido a lo largo de la última década y en cierto modo también la termosolar.

Se ha observado como las centrales fotovoltaicas siguen bajando sus costes de instalación de manera muy rápida lo que está incentivando al desarrollo de esta tecnología reduciendo los costes de fabricación de la energía. En las centrales de tecnología termosolar también han bajado sus costes, pero sigue siendo considerablemente más cara que la fotovoltaica debido en parte a las ventajas extra que presenta como su mayor producción debido a la capacidad de almacenamiento. Para las centrales estudiadas se ha podido obtener el factor de capacidad de cada central, el cual es un buen indicador de la cantidad de tiempo que pueden estar produciendo energía las centrales a lo largo de un año. Siendo la de torre la que más factor de capacidad tiene seguida de la de canal parabólico y la fotovoltaica. Este valor conviene que sea elevado para poder estabilizar la red con unos valores más o menos constantes a lo largo tiempo y no tener que realizar acciones como el *courtailment*. Para que el factor de capacidad sea elevado debe existir una generación de energía, aunque no se disponga de Sol, esto se consigue gracias al almacenamiento.

En términos de producción anual también es la central termosolar de torre la que más produce gracias a su alta capacidad de almacenamiento y capacidad de producción. Esto es conveniente de cara a suministrar grandes cantidades de energía a una región y con una estabilidad considerable. Esta es la gran desventaja de la solar ya que resulta poco económico almacenar energía eléctrica en tanta cantidad.

Respecto a términos económicos por parte de la constructora y el desarrollador del proyecto es más viable la construcción de una central fotovoltaica respecto a las otras dos centrales. El VAN de la central fotovoltaica es muy superior a las otras dos centrales además de tener una amortización más corta pudiendo recuperar la inversión en un periodo de tiempo inferior. También se puede ver reflejado esto en la tasa interna de retorno, donde la central termosolar tiene un 16,67% seguida de la central de canal parabólico con un 4,29% y, por último, la central de torre con un 2,78%. Lógicamente este estudio ha sido realizado para una localización y precios concretos de un país y puede ser diferente según otros parámetros como costes, precios de energía o demanda. No es lo mismo un país más desarrollado con una red estable que un país cuyos recursos energéticos son inferiores.

Los costes de producción de la energía eléctrica están reflejados en el valor de LCOE siendo la energía fotovoltaica la que más económico sale producir la electricidad seguida de la central termosolar de torre y, por último, la energía termosolar de canal parabólico. Destaca que la central de torre tiene peor VAN y TIR que la de canal parabólico, pero, sin embargo, tiene un LCOE menor cuando la inversión es mayor. Esta pequeña diferencia se debe a que los costes de mantenimiento son diferentes en una central de canal parabólico y en una central de torre. En la de canal parabólico los costes son mayores debido a que el

almacenamiento es indirecto y hay dos fluidos: uno de almacenaje y otro de transporte de calor, tal y como se ha explicado a lo largo del trabajo.

Es por todo esto que se puede concluir que tecnología fotovoltaica es la más económica y viable de las tres ya que no requiere de una inversión tan grande como las centrales termosolares y además tiene un retorno muy superior a las otras dos. Sin embargo, las centrales fotovoltaicas fallan en el almacenamiento y, por tanto, en el factor de capacidad y en la capacidad de ser estables y continuas a lo largo de un periodo de tiempo. Gracias al almacenamiento de las centrales termosolares se puede conseguir entre un 45% y 55% de factor de capacidad y con esto una mayor estabilización de la red pudiendo suministrar energía de forma rentable incluso en ausencia de Sol. Es por esto por lo que las centrales de energía termosolar no serán del todo competitivas hasta que no haya algún estímulo para su almacenamiento directo, como pueden ser garantías de capacidad o mediante acuerdos del precio horario, es decir, que se vea reflejado económicamente la posibilidad de abastecer energía cuando no hay radiación directa del Sol mientras que la energía fotovoltaica no es capaz de producir.

ANEXOS.

Anexo I. Centrales en el mundo.

En este anexo se van a mostrar las centrales actuales que existen en operación en el mundo similares a las centrales escogidas para nuestro estudio.

Centrales fotovoltaicas en el mundo.

En el mundo hay miles de centrales fotovoltaicas operando con diferentes capacidades, desde kilovatios hasta gigavatios. El país con las centrales fotovoltaicas de mayor capacidad y extensión es India, cuenta con la instalación fotovoltaica más grande construida de 2245 MW. España entra dentro del top 20 con la central Núñez de Balboa de Iberdrola con una capacidad de 500 MW.

Las 20 centrales fotovoltaicas más importantes se ven resumidas en la tabla de abajo, teniendo en cuenta que el año de inicio es relativo debido a que la mayoría cuentan con varias fases de diferentes capacidades y se iniciaron en diferentes años. [35]

Nombre	Capacidad	Año Inicio*	País
Bhadla Solar Park	2245 MW	2020	India
Pavagada Solar Park	2050 MW	2019	India
Parque Solar del Desierto de Tengger	1500 MW	2016	China
Benban Solar Park	1650 MW	2019	Egipto
Noor Abu Dhabi	1177 MW		Emiratos Árabes Unidos
Kurnool Ultra Mega Solar Park	1000 MW	2021	India
Parque Solar Datong	1000 MW	2016	China
NP Kunta Ultra Mega Solar park	900 MW	2018	India
Loongyangxia Hydro - Solar PV Station	800 MW	2020	China
Parque Solar PV Villanueva	828 MW	2019	México
Rewa Ultra Mega Solar	750 MW	2018	India
Chranka Solar Park	690 MW	2012	India
Planta fotovoltaica de kamuthi	648 MW	2016	India
Parque Solar Mohammed bin Rashid Al Maktoum	613 MW	2013-2016	Emiratos Árabes Unidos
Solar Star Solar Farm I y II	597 MW	2015	Estados Unidos
Copper Mountain	552 MW	2010	Estados Unidos
Desert Sunlighth Solar Farm	550 MW	2015	Estados Unidos
Topaz Solar Farm	550 MW	2014	Estados Unidos
Núñez de Balboa	500 MW	2020	España
Huanghe Hydropower Goldmund Solar Park	500 MW	2011	China

Tabla 18. Las 20 Centrales fotovoltaicas más importantes

Centrales termosolares de canal parabólico.

A continuación, se muestran las centrales termosolares de canal parabólico de más de 50 MW y con almacenamiento. Existen más centrales en el mundo, pero son de menos de 50 MW o no presentan almacenamiento [18]. Aquellas centrales con menos de 4 horas de almacenamiento son centrales cuyo almacenamiento es por vapor saturado.

Destaca el complejo solar Noor que presenta varias fase y promociones con una capacidad de producción y almacenamiento muy importante. También se observa que las centrales de canal parabólico suelen tener un almacenamiento en horas de 7,5 horas.

Nombre	Capacidad (MW)	Almacenamiento (h)	Inicio	País
Noor Energy 1	600	11	2022	Emiratos Árabes
Solana Generating	250	6	2013	Estados Unidos
Noor II	200	7	2018	Marruecos
Noor I	160	3	2015	Marruecos
Ashalim Plot A	110	4,5	2019	Israel
CSNP Urat	100	10	2020	China
Ilanga I	100	4,5	2018	Sudáfrica
Kathu Solar	100	5	2019	Sudáfrica
Kaxu Solar	100	2,5	2015	Sudáfrica
KVK	100	4	2013	India
Xina Solar	100	5,5	2018	China
Nevada Solar	72	0,5	2007	Estados Unidos
	50	7,5	2008	España
Andasol 2	50	7,5	2009	España
Andasol 3	50	7,5	2011	España
Arcosol 50	50	7,5	2011	España
Arenales	50	7	2013	España
Aste 1A	50	8	2012	España
Aste 1B	50	8	2012	España
Astexol II	50	8	2012	España
Bokpoort	50	9,3	2016	Sudáfrica
Casablanca	50	7,5	2013	España
CGN Delingha	50	9	2018	China
Extresol I	50	7,5	2010	España
Extresol II	50	7,5	2010	España
La Africana	50	7,5	2012	España
La Dehesa	50	7,5	2011	España
La Florida	50	7,5	2010	España
Manchasol	50	7,5	2011	España
Shagaya	50	9	2019	Estados Unidos
Termesol 50	50	7,5	2011	España
Termesol1	50	9	2013	España
Termosol 2	50	9	2013	España

Tabla 19. Centrales termosolares de canal parabólico >50 con almacenamiento.

Centrales termosolares de torre.

A continuación, se muestran las centrales termosolares con almacenamiento que existen en el mundo. Existen más centrales termosolares de torre, pero no se han tenido en cuenta debido a que carecen de almacenamiento [18]. Las centrales termosolares de torre tienen una capacidad de almacenamiento superior a las de canal parabólico, entre 10 y 15 horas de media descartando aquellas que almacenan menos de 2 horas debido a que esto se trata de un almacenamiento de vapor saturado que solo almacena entre 1 y 3 horas.

Destaca, como se ha mencionado con anterioridad, la central de Atacama I Cerro Dominador con las 17,5 horas de almacenamiento y un factor de capacidad del 80%.

Nombre	Capacidad	Almacenamiento (h)	Año Inicio	Pais
Khi Solar One Abengoa	50MW	2	2016	Sudáfrica
LuNengHaixi	50MW	12	2019	China
CEEC Hami	50 MW	13	2019	China
Power China Qinghai Gonghe	50 MW	6	2019	China
SUPCON Delingha II	50 MW	7	2018	China
Noor III CSP Project	150 MW	7	2018	Marruecos
Atacama I Cerro Dominador	110 MW	17,5	2022	Chile
Crescent Dunes	110 MW	10	2015	Estados Unidos
Noor Energy 1 / Dewa IV	100 MW	15	2022	Emiratos Arabes
Redstone	100 MW	12	2023	Sudáfrica
Shouhang Dunhuang Phase II	100 MW	11	2018	China
Gemasolar Plan	20 MW	15	2011	España
Planta Solar 20	20 MW	1	2009	España
Planta Solar 10	11 MW	1	2007	España
SUPCON Delingha	10 MW	2	2013	China
Shouhang Dunhuang Phase I	10 MW	15	2016	China
Solar Two	10 MW	3	1995	Estados Unidos
Jülich Solar Towe	1,5MW	1,5	2008	Alemania
Jemalong Solar	1,1 MW	3	2017	Australia
Badaling Dahan	1 MW	1	2012	China

Tabla 20. Centrales termosolares de torre con almacenamiento en el mundo.

Anexo II. Herramientas financieras.

Valor actual neto.

El valor actual neto del proyecto es una herramienta financiera utilizada para evaluar la viabilidad de dicho proyecto. Se va a utilizar para conocer el beneficio total que van a reportar las centrales debido a que tiene en cuenta el valor temporal del dinero, los flujos de caja a lo largo de los años y la inversión inicial. Sin embargo, ha de tenerse en cuenta que esta herramienta financiera no toma en cuenta la incertidumbre en los flujos de caja ya que pueden ser impredecibles o estar sujetos a cambios externos fuera del alcance de este estudio, como por ejemplo averías significativas, condiciones climáticas adversas que produzcan una destrucción severa en la planta u otros escenarios similares. La manera de calcular este valor es relativamente sencilla. Se calcula como:

$$VAN = \sum_{j=1}^n \frac{A_j}{(1-i)^j} - Inversión\ inicial$$

Siendo:

- A_j : Flujos de dinero en cada periodo "j" (ingresos - gastos)
- n: número de periodos de tiempo, en nuestro caso 35 años.

- i : Tipo de interés exigido a la inversión.
- Inversión inicial para el periodo $t=0$.

La interpretación del VAN es importante para la toma de decisiones en el proyecto. De tal manera que:

- $VAN > 0$, se estima que el proyecto de la central generará beneficios en mayor o menor cantidad.
- $VAN = 0$, se estima que no genera beneficios, pero tampoco pérdidas.
- $VAN < 0$, se estima que el proyecto de la central no va a aportar beneficios y, por tanto, va a generar pérdidas.

Esta forma sería la manera larga de hacerlo de forma manual. Otra forma más rápida es utilizando las herramientas de Excel para calcular el VAN a través de los flujos de caja.

TIR.

El TIR, Tasa Interna de Retorno, es una herramienta financiera que indica la rentabilidad que ofrece una inversión, esto es, el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá el proyecto. De igual manera que el VAN permite evaluar los proyectos y compararlos entre sí. Esta herramienta también se ve afectada por la incertidumbre de los flujos de caja de igual manera que el VAN.

La manera de calcular este valor es haciendo al VAN cero, es decir, si los beneficios acumulados netos son nulos cuanto es la tasa de retorno. Dicho esto, se calcula como:

$$0 = \sum_{j=1}^n \frac{A_j}{(1 - TIR)^j} - Inversión\ inicial$$

La interpretación del TIR debe de tener en cuenta la tasa de descuento o el tipo de interés del proyecto en cuestión ya que:

- $TIR >$ tasa de descuento, el proyecto es viable.
- $TIR =$ tasa de descuento, el proyecto no genera ni beneficios ni pérdidas.
- $TIR <$ tasa de descuento, el proyecto no es viable.

Lógicamente a mayor TIR será mejor para nuestro proyecto ya que nos reportará mayores beneficios.

Esta forma sería la manera larga de hacerlo de forma manual. Otra forma más rápida es utilizando las herramientas de Excel para calcular el VAN a través de los flujos de caja.

PayBack o plazo de recuperación.

El *payback* es una herramienta financiera que ayuda a determinar cuándo se va a recuperar el capital de una inversión. Se va a utilizar para evaluar cuándo se van a amortizar las centrales planteadas y así conocer en qué periodo, año, se va a recuperar el dinero desembolsado.

La manera de calcular este valor con flujos de caja diferentes es ir restando a inversión inicial los flujos de caja hasta llegar al periodo de recuperación, es decir:

$$Payback = n + \frac{|Valor\ acumulado\ de\ n|}{ft}$$

Siendo:

- n : Periodo inmediatamente anterior hasta recuperar la inversión.

- ft: valor del flujo de caja del año en que se recupera la inversión.

La interpretación del *payback* es simplemente cuando recupero la inversión. Lógicamente debe ser inferior a la vida útil del proyecto.

Valor anualizado.

El valor anualizado o LCOE (*Levelized Cost of Energy*), es una herramienta financiera utilizada en el marco de los proyectos energéticos que establece el coste total de construir y operar una central generadora de energía en un periodo de tiempo. Se calcula como:

$$LCOE = \frac{\text{Coste mantenimiento}}{\text{Energía anual producida}} + \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Vida central} * \text{Energía anual}}$$

Anexo III. Datos financieros extendidos.

Desglose de los cálculos financieros teniendo en cuenta inversión, gastos anuales, ingresos, flujos de caja, valor acumulado, VAN, TIR, tipo de interés y recuperación de la inversión.

Periodo	Año	Inversión	Gastos mantenimiento	Ingresos	Cash Flow	Aj/(1+i)^n	Valor acumulado	Periodo	Tipo de interes	VAN
0	2022	91000000	- €	- €	91.000.000,00 €	91.000.000,00 €	- 91.000.000,00 €	0	1,5%	162.834.545,43 €
1	2023		1.273.000,00 €	33.299.100,84 €	32.026.100,84 €	31.552.808,70 €	- 58.973.899,17 €	1	TIR	PayBack
2	2024		1.273.000,00 €	28.442.131,22 €	27.169.131,22 €	26.372.036,42 €	- 31.804.767,95 €	2	16,67%	4,738661876
3	2025		1.273.000,00 €	17.108.140,13 €	15.835.140,13 €	15.143.413,60 €	- 15.969.627,82 €	3		
4	2026		1.273.000,00 €	12.754.685,45 €	11.481.685,45 €	10.817.862,97 €	- 4.487.942,37 €	4		
5	2027		1.273.000,00 €	11.836.716,02 €	10.563.716,02 €	9.805.878,47 €	6.075.773,66 €	5		
6	2028		1.273.000,00 €	10.757.622,42 €	9.484.622,42 €	8.674.087,38 €	15.560.396,07 €	6		
7	2029		1.273.000,00 €	10.241.853,92 €	8.968.853,92 €	8.081.177,66 €	24.529.249,99 €	7		
8	2030		1.273.000,00 €	9.995.428,94 €	8.722.428,94 €	7.742.997,20 €	33.251.678,93 €	8		
9	2031		1.273.000,00 €	9.813.407,12 €	8.540.407,12 €	7.469.373,79 €	41.792.086,05 €	9		
10	2032		1.273.000,00 €	9.607.249,98 €	8.334.249,98 €	7.181.350,11 €	50.126.336,03 €	10		
11	2033		1.273.000,00 €	9.549.740,72 €	8.276.740,72 €	7.026.400,26 €	58.403.076,75 €	11		
12	2034		1.273.000,00 €	9.289.600,83 €	8.016.600,83 €	6.704.984,10 €	66.419.677,58 €	12		
13	2035		1.273.000,00 €	9.114.667,16 €	7.841.667,16 €	6.461.745,59 €	74.261.344,73 €	13		
14	2036		1.273.000,00 €	8.941.250,58 €	7.668.250,58 €	6.225.463,69 €	81.929.595,31 €	14		
15	2037		1.273.000,00 €	8.769.340,30 €	7.496.340,30 €	5.995.959,07 €	89.425.935,61 €	15		
16	2038		1.273.000,00 €	8.598.925,59 €	7.325.925,59 €	5.773.056,76 €	96.751.861,21 €	16		
17	2039		1.273.000,00 €	8.429.995,80 €	7.156.995,80 €	5.556.586,05 €	103.908.857,01 €	17		
18	2040		1.273.000,00 €	8.262.540,33 €	6.989.540,33 €	5.346.380,38 €	110.898.397,34 €	18		
19	2041		1.273.000,00 €	8.096.548,67 €	6.823.548,67 €	5.142.277,28 €	117.721.946,01 €	19		
20	2042		1.273.000,00 €	7.932.010,36 €	6.659.010,36 €	4.944.118,20 €	124.380.956,36 €	20		
21	2043		1.273.000,00 €	7.768.915,02 €	6.495.915,02 €	4.751.748,51 €	130.876.871,38 €	21		
22	2044		1.273.000,00 €	7.729.472,79 €	6.456.472,79 €	4.653.100,10 €	137.333.344,16 €	22		
23	2045		1.273.000,00 €	7.690.825,42 €	6.417.825,42 €	4.556.894,01 €	143.751.169,58 €	23		
24	2046		1.273.000,00 €	7.652.371,29 €	6.379.371,29 €	4.462.650,40 €	150.130.540,88 €	24		
25	2047		1.273.000,00 €	7.614.109,44 €	6.341.109,44 €	4.370.329,61 €	156.471.650,32 €	25		
26	2048		1.273.000,00 €	7.576.038,89 €	6.303.038,89 €	4.279.892,77 €	162.774.689,21 €	26		
27	2049		1.273.000,00 €	7.538.158,70 €	6.265.158,70 €	4.191.301,81 €	169.039.847,90 €	27		
28	2050		1.273.000,00 €	7.500.467,90 €	6.227.467,90 €	4.104.519,42 €	175.267.315,81 €	28		
29	2051		1.273.000,00 €	7.462.965,56 €	6.189.965,56 €	4.019.509,02 €	181.457.281,37 €	29		
30	2052		1.273.000,00 €	7.425.650,74 €	6.152.650,74 €	3.936.234,78 €	187.609.932,10 €	30		
31	2053		1.273.000,00 €	7.388.522,48 €	6.115.522,48 €	3.854.661,60 €	193.725.454,59 €	31		
32	2054		1.273.000,00 €	7.351.579,87 €	6.078.579,87 €	3.774.755,06 €	199.804.034,45 €	32		
33	2055		1.273.000,00 €	7.314.821,97 €	6.041.821,97 €	3.696.481,44 €	205.845.856,42 €	33		
34	2056		1.273.000,00 €	7.278.247,86 €	6.005.247,86 €	3.619.807,71 €	211.851.104,28 €	34		
35	2057		1.273.000,00 €	7.241.856,62 €	5.968.856,62 €	3.544.701,49 €	217.819.960,90 €	35		

Tabla 21. Desglose financiero central fotovoltaica.

Periodo	Año	Inversión	Gastos mantenimiento	Ingresos	Cash Flow	Aj/(1+i) ⁿ	Valor acumulado	Periodo	Tipo interes	VAN
0	2022	425.027.255,36 €	- €	- €	425.027.255,36 €	425.027.255,36 €	425.027.255,36 €	0	1,5%	154.691.770,82 €
1	2023		3.751.563,02 €	74.050.976,37 €	70.299.413,35 €	69.260.505,77 €	354.727.842,01 €	1	TIR	PayBack
2	2024		3.751.563,02 €	63.567.822,86 €	59.816.259,85 €	58.061.355,38 €	294.911.582,16 €	2	4,29%	17,14
3	2025		3.751.563,02 €	38.428.631,59 €	34.677.068,58 €	33.162.269,97 €	260.234.513,58 €	3		
4	2026		3.751.563,02 €	28.793.787,36 €	25.042.224,35 €	23.594.388,87 €	235.192.289,24 €	4		
5	2027		3.751.563,02 €	26.855.743,98 €	23.104.180,97 €	21.446.694,54 €	212.088.108,27 €	5		
6	2028		3.751.563,02 €	24.530.091,92 €	20.778.528,91 €	19.002.841,39 €	191.309.579,36 €	6		
7	2029		3.751.563,02 €	23.471.366,51 €	19.719.803,50 €	17.768.071,26 €	171.589.775,87 €	7		
8	2030		3.751.563,02 €	23.021.740,45 €	19.270.177,43 €	17.106.350,86 €	152.319.598,43 €	8		
9	2031		3.751.563,02 €	22.716.083,32 €	18.964.520,31 €	16.586.222,30 €	133.355.078,13 €	9		
10	2032		3.751.563,02 €	22.350.623,71 €	18.599.060,70 €	16.026.201,14 €	114.756.017,43 €	10		
11	2033		3.751.563,02 €	22.328.474,64 €	18.576.911,63 €	15.770.557,65 €	96.179.105,80 €	11		
12	2034		3.751.563,02 €	21.829.382,33 €	18.077.819,32 €	15.120.060,69 €	78.101.386,49 €	12		
13	2035		3.751.563,02 €	21.525.940,11 €	17.774.377,09 €	14.646.566,93 €	60.326.809,39 €	13		
14	2036		3.751.563,02 €	21.222.497,89 €	17.470.934,87 €	14.183.765,85 €	42.855.974,52 €	14		
15	2037		3.751.563,02 €	20.919.055,67 €	17.167.492,65 €	13.731.444,83 €	25.688.481,87 €	15		
16	2038		3.751.563,02 €	20.615.613,45 €	16.864.050,43 €	13.289.395,19 €	8.824.431,43 €	16		
17	2039		3.751.563,02 €	20.312.171,23 €	16.560.608,21 €	12.857.412,12 €	7.736.176,78 €	17		
18	2040		3.751.563,02 €	20.008.729,01 €	16.257.165,99 €	12.435.294,63 €	23.993.342,77 €	18		
19	2041		3.751.563,02 €	19.705.286,79 €	15.953.723,77 €	12.022.845,48 €	39.947.066,54 €	19		
20	2042		3.751.563,02 €	19.401.844,56 €	15.650.281,55 €	11.619.871,09 €	55.597.348,09 €	20		
21	2043		3.751.563,02 €	19.098.402,34 €	15.346.839,33 €	11.226.181,49 €	70.944.187,42 €	21		
22	2044		3.751.563,02 €	19.096.925,74 €	15.345.362,72 €	11.059.213,16 €	86.289.550,14 €	22		
23	2045		3.751.563,02 €	19.096.925,74 €	15.345.362,72 €	10.895.776,51 €	101.634.912,87 €	23		
24	2046		3.751.563,02 €	19.096.925,74 €	15.345.362,72 €	10.734.755,19 €	116.980.275,59 €	24		
25	2047		3.751.563,02 €	19.096.925,74 €	15.345.362,72 €	10.576.113,48 €	132.325.638,32 €	25		
26	2048		3.751.563,02 €	19.096.925,74 €	15.345.362,72 €	10.419.816,24 €	147.671.001,04 €	26		
27	2049		3.751.563,02 €	19.096.925,74 €	15.345.362,72 €	10.265.828,81 €	163.016.363,77 €	27		
28	2050		3.751.563,02 €	19.096.925,74 €	15.345.362,72 €	10.114.117,05 €	178.361.726,49 €	28		
29	2051		3.751.563,02 €	19.096.925,74 €	15.345.362,72 €	9.964.647,34 €	193.707.089,22 €	29		
30	2052		3.751.563,02 €	19.096.925,74 €	15.345.362,72 €	9.817.386,54 €	209.052.451,94 €	30		
31	2053		3.751.563,02 €	19.096.925,74 €	15.345.362,72 €	9.672.302,01 €	224.397.814,67 €	31		
32	2054		3.751.563,02 €	19.096.925,74 €	15.345.362,72 €	9.529.361,59 €	239.743.177,39 €	32		
33	2055		3.751.563,02 €	19.096.925,74 €	15.345.362,72 €	9.388.533,59 €	255.088.540,12 €	33		
34	2056		3.751.563,02 €	19.096.925,74 €	15.345.362,72 €	9.249.786,78 €	270.433.902,84 €	34		
35	2057		3.751.563,02 €	19.096.925,74 €	15.345.362,72 €	9.113.090,43 €	285.779.265,57 €	35		

Tabla 22. Desglose financiero central termosolar de canal parabólico.

Periodo	Año	Inversión	Gastos mantenimiento	Ingresos	Cash Flow	Aj/(1+i) ⁿ	Valor acumulado	Periodo	Tipo interes	TIR
0	2022	633.573.126,00 €	- €	- €	633.573.126,00 €	633.573.126,00 €	633.573.126,00 €	0	1,50%	2,786%
1	2023		3.478.316,46 €	90.667.696,25 €	87.189.379,79 €	85.900.866,79 €	546.383.746,21 €	1	VAN	PayBack
2	2024		3.478.316,46 €	77.832.168,29 €	74.353.851,83 €	72.172.439,83 €	472.029.894,39 €	2	106.423.835,00 €	21,16993877
3	2025		3.478.316,46 €	47.051.850,86 €	43.573.534,40 €	41.670.111,43 €	428.456.359,98 €	3		
4	2026		3.478.316,46 €	35.254.989,12 €	31.776.672,66 €	29.939.479,87 €	396.679.687,33 €	4		
5	2027		3.478.316,46 €	32.882.057,16 €	29.403.740,70 €	27.294.325,91 €	367.275.946,63 €	5		
6	2028		3.478.316,46 €	30.034.538,81 €	26.556.222,35 €	24.286.785,81 €	340.719.724,28 €	6		
7	2029		3.478.316,46 €	28.738.239,98 €	25.259.923,52 €	22.759.867,82 €	315.459.800,76 €	7		
8	2030		3.478.316,46 €	28.187.719,76 €	24.709.403,30 €	21.934.812,17 €	290.750.397,46 €	8		
9	2031		3.478.316,46 €	27.813.474,49 €	24.335.158,03 €	21.283.340,38 €	266.415.239,43 €	9		
10	2032		3.478.316,46 €	27.366.007,32 €	23.887.690,86 €	20.583.240,46 €	242.527.548,57 €	10		
11	2033		3.478.316,46 €	27.338.888,10 €	23.860.571,64 €	20.256.032,23 €	218.666.976,93 €	11		
12	2034		3.478.316,46 €	26.727.801,62 €	23.249.485,16 €	19.445.576,95 €	195.417.491,77 €	12		
13	2035		3.478.316,46 €	26.356.268,28 €	22.877.951,81 €	18.852.050,38 €	172.539.539,95 €	13		
14	2036		3.478.316,46 €	25.984.734,93 €	22.506.418,47 €	18.271.819,57 €	150.033.121,49 €	14		
15	2037		3.478.316,46 €	25.613.201,58 €	22.134.885,12 €	17.704.621,18 €	127.898.236,37 €	15		
16	2038		3.478.316,46 €	25.241.668,24 €	21.763.351,77 €	17.150.196,72 €	106.134.884,59 €	16		
17	2039		3.478.316,46 €	24.870.134,89 €	21.391.818,43 €	16.608.292,52 €	84.743.066,16 €	17		
18	2040		3.478.316,46 €	24.498.601,54 €	21.020.285,08 €	16.078.659,61 €	63.722.781,08 €	18		
19	2041		3.478.316,46 €	24.127.068,20 €	20.648.751,73 €	15.561.053,65 €	43.074.029,35 €	19		
20	2042		3.478.316,46 €	23.755.534,85 €	20.277.218,39 €	15.055.234,82 €	22.796.810,96 €	20		
21	2043		3.478.316,46 €	23.384.001,50 €	19.905.685,04 €	14.560.967,78 €	2.891.125,92 €	21		
22	2044		3.478.316,46 €	23.382.193,55 €	19.903.877,09 €	14.344.478,10 €	17.012.751,17 €	22		
23	2045		3.478.316,46 €	23.382.193,55 €	19.903.877,09 €	14.132.490,74 €	36.916.628,26 €	23		
24	2046		3.478.316,46 €	23.382.193,55 €	19.903.877,09 €	13.923.636,19 €	56.820.505,35 €	24		
25	2047		3.478.316,46 €	23.382.193,55 €	19.903.877,09 €	13.717.868,17 €	76.724.382,44 €	25		
26	2048		3.478.316,46 €	23.382.193,55 €	19.903.877,09 €	13.515.141,06 €	96.628.259,53 €	26		
27	2049		3.478.316,46 €	23.382.193,55 €	19.903.877,09 €	13.315.409,91 €	116.532.136,63 €	27		
28	2050		3.478.316,46 €	23.382.193,55 €	19.903.877,09 €	13.118.630,45 €	136.436.013,72 €	28		
29	2051		3.478.316,46 €	23.382.193,55 €	19.903.877,09 €	12.924.759,06 €	156.339.890,81 €	29		
30	2052		3.478.316,46 €	23.382.193,55 €	19.903.877,09 €	12.733.752,77 €	176.243.767,90 €	30		
31	2053		3.478.316,46 €	23.382.193,55 €	19.903.877,09 €	12.545.569,23 €	196.147.644,99 €	31		
32	2054		3.478.316,46 €	23.382.193,55 €	19.903.877,09 €	12.360.166,73 €	216.051.522,08 €	32		
33	2055		3.478.316,46 €	23.382.193,55 €	19.903.877,09 €	12.177.504,17 €	235.955.399,17 €	33		
34	2056		3.478.316,46 €	23.382.193,55 €	19.903.877,09 €	11.997.541,05 €	255.859.276,27 €	34		
35	2057		3.478.316,46 €	23.382.193,55 €	19.903.877,09 €	11.820.237,49 €	275.763.153,36 €	35		

Tabla 23. Desglose financiero central termosolar de torre.

Bibliografía.

- ¹ REE, Red Eléctrica de España. Datos de la generación de energía.
<https://www.ree.es/es/datos/generacion>
https://www.ree.es/es/datos/generacion/evolucion-renovable-no-renovable?start_date=2017-01-01T00:00&end_date=2021-12-31T23:59&time_trunc=year&systemElectric=nacional
- ² *Bp Statistical Review of World Energy* (2022) 71st Edition
<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>
- ³ REE, Red Eléctrica de España (22-09-2022). 2022 o el brillante año de la fotovoltaica.
<https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/especial/2022/09/2022-o-el-brillante-ano-de-la-fotovoltaica>
- ⁴ NREL (2020), *System Advisor Model, SAM*.
<https://sam.nrel.gov/download.html>
- ⁵ NREL (2020), Menú de ayuda de *System Advisor Model, SAM*.
<https://sam.nrel.gov/download.html>
- ⁶ IRENA (2022). *Renewable Power Generation Costs in 2021, Internation renewable Energy Agency*, Abu Dhabi.
- ⁷ Cortés, Cristóbal (noviembre 2021) Tema 6. Centrales termosolares. Energías renovables. Grado en ingeniería de tecnologías industriales. Escuela de ingeniería y arquitectura. Universidad de Zaragoza.
- ⁸ Cortés, Cristóbal (2022) Tema 2 Energía solar fotovoltaica, energías renovables, grado en ingeniería de tecnologías industriales. Escuela de ingeniería y arquitectura. Universidad de Zaragoza.
- ⁹ Rújula, Ángel Antonio Bayod (2009). *Sistemas fotovoltaicos*. Prensas universitarias de Zaragoza.
- ¹⁰ AlusínSolar, solarstructures. (9 enero 2020). Principales componentes de una instalación fotovoltaica.
<https://alusinsolar.com/principales-componentes-de-una-instalacion-fotovoltaica/>
- ¹¹ SolarPlak. Qué es y cómo funciona un inversor de corriente.
<https://solarplak.es/energia/que-es-y-como-funciona-un-inversor-de-corriente/>
- ¹² SolarPark. Qué es y cómo funciona un regulador de carga.
<https://solarplak.es/energia/que-es-y-como-funciona-un-regulador-de-carga/#:~:text=Un%20regulador%20de%20carga%20de%20placa%20solar%20es%20un%20dispositivo,que%20circula%20entre%20ambos%20sistemas>
- ¹³ Iberdrola. (16 de septiembre de 2021). Iberdrola pone en marcha Arañuelo III, el primer proyecto fotovoltaico de España que incorpora una batería de almacenamiento de energía.
[Iberdrola pone en marcha Arañuelo III, el primer proyecto fotovoltaico de España que incorpora una batería de almacenamiento de energía - Iberdrola](https://www.iberdrola.es/actualidad/iberdrola-pone-en-marcha-arañuelo-iii-el-primer-proyecto-fotovoltaico-de-espana-que-incorpora-una-bateria-de-almacenamiento-de-energia-iberdrola)

- ¹⁴ García Garrido, Santiago (2019). Renovatec. El sistema de seguimiento solar.
<http://www.renovatec.com/termosolaravanzados04.html>
- ¹⁵ Willian B. Stine and Michael Geyer. (2011). *Power From the Sun book*
<http://www.powerfromthesun.net/book.html>
- ¹⁶ Tundermann, Jason (13 de febrero de 2019). *LevelTenEnergy. How to manage curtailment in a virtual power purchase agreement (VPPA)*
<https://www.leveltenenergy.com/post/renewable-energy-curtailment>
- ¹⁷ Specht, Mark. (25 de junio de 2019). *The equation. Renewable energy curtailment 101: The problem that's actually not a problema at all.*
<https://blog.ucsusa.org/mark-specht/renewable-energy-curtailment-101/>
- ¹⁸ NREL. SolarPACES. *Concentrating solar power projects.*
<https://solarpaces.nrel.gov/>
- ¹⁹ *Photovoltaic geographical information system (PVGIS)* (1 de marzo de 2022)
https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
- ²⁰ Energía Solar SURYA (3 de abril de 2020) Performance Ratio Solar
<https://cursovirtual.energiasolarsurya.com/performance-ratio-solar/>
- ²¹ Cambio energético (15 de marzo de 2022) Comparativa de inversores fotovoltaicos en industria.
<https://www.cambioenergetico.com/blog/inversores-fotovoltaicos-para-autoconsumo-industria/>
- ²² BOE, Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, Reglamento electrotécnico para baja tensión. Ministerio de ciencia y tecnología.
<https://www.boe.es/buscar/pdf/2002/BOE-A-2002-18099-consolidado.pdf>
- ²³ NREL. (2023) *PVWatts Calculator.*
<https://pvwatts.nrel.gov/pvwatts.php>
- ²⁴ NREL. *National Solar Radiation Database (NSRDB)*
<https://nsrdb.nrel.gov/data-viewer>
- ²⁵ Cristóbal Cortes e Inmaculada Arauzo (febrero de 2022). Análisis económico de proyectos energéticos. Tecnología energética, máster universitario en ingeniería industrial. Escuela de ingeniería y arquitectura, Universidad de Zaragoza.
- ²⁶ Lorenzo, José Alfonso (2006). SunFields Europe. Placas Solares Mono PERC.
<https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/paneles-solares-de-alto-rendimiento-tecnologia-celulas-perc/>
- ²⁷ Iberdrola. Paneles bifaciales: ¿Qué los hace diferentes?
<https://www.iberdrola.com/innovacion/paneles-solares-bifaciales>
- ²⁸ Monje Gómez, Laura (Julio de 2016). Estudio de sensibilidad de una central termosolar con captadores cilindro-parabólicos. Trabajo fin de grado. Grado en ingeniería en tecnologías industriales. Universidad Carlos III de Madrid.

- ²⁹ Pranoni Dario, Mujica Mayra y Leonardo Corujo. (septiembre de 2017) Diseño óptico de un colector cilíndrico parabólico inclinado para generación directa de vapor.
<https://digital.cic.gba.gob.ar/items/60a4dcfd-6441-4b1b-a5e1-189573a47b5e>
- ³⁰ IRENA y BAD (2022) Análisis del mercado de las energías renovables: África y sus regiones. Un resumen para responsables de políticas. Agencia Internacional de Energías Renovables y Banco Africano de Desarrollo. Abu Dabi y Abiyán.
- ³¹ OMIP – Pólo Português, S.G.M.R.A., S.A. (2023). *Power Spain Base Load*, contratos siguientes.
<https://www.omip.pt/es>
- ³² MEFF, Mercado oficial de futuros y opciones financieras en España (2023). Precio cierre último día.
<https://www.meff.es/esp/Derivados-Commodities/Precios-Cierre>
- ³³ Celador Lera, Marcos (2016). Diseño y análisis de una central termosolar de torre central operando con solido fundido. Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales. Universidad Carlos III de Madrid.
- ³⁴ Losada Godoy, Carlos. (septiembre de 2014). Diseño de receptor de torre central para generación directa de vapor con perfil de potencia variable longitudinal y transversalmente. Trabajo fin de grado. Grado en ingeniería de la energía. Escuela técnico superior de ingenieros de minas y energía.
- ³⁵ A. Roca, Jose. (mayo de 2020). Las 20 mayores plantas fotovoltaicas del mundo: India manda en el ranking y España entra en el Top 20. El periódico de la energía.
<https://elperiodicodelaenergia.com/las-10-mayores-plantas-fotovoltaicas-del-mundo/>
- ³⁶ Statista (27 de abril de 2022). Energía solar fotovoltaica genera en España de 2010 a 2021
<https://es.statista.com/estadisticas/1004390/generacion-solar-fotovoltaica-en-espana/>
- ³⁷ Statista (9 de marzo de 2022). Energía solar térmica generada en España de 2010 a 2021.
<https://es.statista.com/estadisticas/1004400/generacion-solar-termica-en-espana/>