

**UNIVERSIDAD DE OVIEDO**

**Escuela Minas, Energía y Materiales de Oviedo**

**Máster en Ingeniería de Minas**



**Trabajo Fin de Máster**

**Estimación de los riesgos en proyectos de centrales  
termosolares**

**Autor: JOSE ESCALADAS CARBAJAL**

**Tutor: Francisco Ortega Fernández**

Junio 2017



# ÍNDICE

1.	Objeto.....	7
2.	Introducción .....	8
3.	Descripción del problema .....	12
4.	La energía termosolar .....	14
4.1.	Descripción general y funcionamiento de las plantas termosolares.....	14
4.1.1.	Zona de captación .....	15
4.1.1.1.	Sistemas de captación .....	16
4.1.1.1.1	Colectores cilindro parabólicos .....	17
4.1.1.1.2	Espejos Fresnel .....	17
4.1.1.1.3	Sistema con torre central .....	18
4.1.1.1.4	Disco Stirling .....	18
4.1.1.1.5	Aplicabilidad de cada caso.....	18
4.1.2.	Fluido caloportador .....	19
4.1.3.	Sistema de intercambio de calor.....	19
4.1.4.	Sistema de generación de electricidad .....	19
4.1.5.	Almacenamiento de energía en plantas termosolares .....	20
4.2.	La energía termosolar en España.....	21
4.3.	El futuro, la hibridación. ....	22
4.4.	Principales causas de fallo en centrales termosolares .....	24
5.	Modelización de los parámetros principales de una planta termosolar CCP. ....	25
5.1.	Características de la instalación.....	25
5.2.	Herramienta.....	26
5.3.	Parámetros de la instalación .....	27
5.4.	Costes de inversión y operación .....	30



---

6.	Análisis de riesgos .....	32
6.1.	Riesgos sobre el comportamiento de la instalación.....	32
6.1.1.	Análisis modal de fallos y efectos (AMFE).....	33
6.1.2.	Análisis de fiabilidad.....	36
6.1.2.1.	Fiabilidad de los elementos en serie .....	37
6.1.2.2.	Fiabilidad de los elementos en paralelo.....	37
6.1.2.3.	Fiabilidad del sistema termosolar. ....	37
6.1.2.4.	Mejora de la fiabilidad. ....	40
6.1.2.5.	Modificación de layout de la instalación.....	42
6.2.	Efecto de los riesgos sobre los resultados económicos.....	43
6.2.1.	Riesgos Técnicos.....	43
6.2.2.	Riesgos económicos .....	46
6.2.2.1.	Tipos de riesgos .....	46
6.2.2.2.	Análisis de la sensibilidad .....	47
6.2.3.	Otros riesgos .....	49
6.2.3.1.	Tipos de riesgo.....	49
6.2.3.2.	Análisis de sensibilidad.....	50
7.	Conclusiones.....	52
8.	Referencias.....	54
8.1.	Referencias de Internet .....	55



# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Comparativa entre PIB y la producción de electricidad en España.....	8
Figura 2: Previsión de demanda eléctrica en la Unión Europea. Fuente: (Capros 2016).....	9
Figura 3: Previsión de emisiones de CO2 de la UE. Fuente: (Capros 2016) .....	10
Figura 4: Esquema central termosolar de torre central y un único fluido. Fuente: (Opex Energy s.f.).....	15
Figura 5: Esquema central termosolar de torre central y fluido primario. Fuente: (Opex Energy s.f.).....	15
Figura 6: Central termosolar con sistema de almacenamiento. Fuente: (Opex Energy s.f.) .....	21
Figura 7: Energía eléctrica producida en España empleando centrales termosolares. Fuente: (Asociación Española de la Industria Termoeléctrica s.f.).....	22
Figura 8: Localización de las centrales termoeléctricas en España. Fuente: (Asociación Española de la Industria Termoeléctrica s.f.) .....	22
Figura 9: Central termosolar con hibridación de ciclo combinado. Fuente: (Opex Energy s.f.) .	23
Figura 10: Layout de la instalación de CCP con almacenamiento de sales.....	25
Figura 11: Análisis comparativo de las 10 variables más relevantes. ....	53



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Clasificación de los sistemas de captación. Fuente: (Villasante s.f.) .....	16
Tabla 2: Comparativa de los sistemas de captación. ....	19
Tabla 3: Datos del campo solar empleados en la simulación .....	27
Tabla 4: Datos del fluido primario de transferencia empleados en la simulación.....	28
Tabla 5: Datos de los colectores empleados en el modelo.....	28
Tabla 6: Datos del bloque de potencia empleados en el modelo.....	28
Tabla 7: Datos del almacenamiento térmico de la instalación empleados en el modelo. ....	29
Tabla 8: Datos de los costes de operación y mantenimiento de la instalación. ....	29
Tabla 9: Datos financieros empleados en el modelo. ....	30
Tabla 10: Costes directos de inversión.....	30
Tabla 11: Costes directos de operación y mantenimiento.....	31
Tabla 12: Análisis ANFE .....	34
Tabla 13: Índice de prioridad de fallo de los elementos de la instalación .....	36
Tabla 14: Tiempo medio entre fallos de los elementos más relevantes de una planta termosolar. .....	38
Tabla 15: Análisis de sensibilidad MTBF.....	40
Tabla 16: Variación de la fiabilidad en función del MTBF de cada elemento. ....	40
Tabla 19: Pendiente de cada elemento.....	41
Tabla 20: Valores de los parámetros técnicos de la instalación- .....	44
Tabla 21: Valores de los parámetros económicos de la instalación. ....	46
Tabla 22: Valores de otros parámetros de la instalación.....	50



## ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1: Relación entre fiabilidad y MTBF. ....	37
Ecuación 2: Fiabilidad de los elementos en serie.....	37
Ecuación 3: Fiabilidad de los elementos en paralelo. ....	37
Ecuación 4: Ecuación de la fiabilidad del sistema .....	39

## ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1: Variación de la fiabilidad del sistema en función de la fiabilidad del componente. ..	41
Gráfica 2: Variación del VAN respecto a la eficiencia de conversión.....	44
Gráfica 3: Variación del VAN respecto al factor de conversión. ....	45
Gráfica 4: Variación de VAN respecta a la disponibilidad del campo solar.....	45
Gráfica 5: Variación del VAN respecto al precio del kWh. ....	47
Gráfica 6: Variación del VAN respecto al precio a la tasa de descuento. ....	48
Gráfica 7: Variación del VAN respecto al precio al ratio de inflación. ....	48
Gráfica 8: Variación del VAN respecto al periodo de análisis. ....	49
Gráfica 9: Variación del VAN respecto al coste fijo anual.....	50
Gráfica 10: Variación del VAN respecto a los coste fijos por capacidad.....	51
Gráfica 11: Variación del VAN respecto al coste variable por generación.....	51



# 1. Objeto

Los nuevos modos de generación de energía han cambiado también las formas en que estos proyectos se desarrollan. Específicamente en la actualidad las empresas asturianas de ingeniería del sector están especializadas en el diseño y construcción de instalaciones termosolares en países en desarrollo. Este tipo de proyectos plantean problemas por las garantías que deben cumplir. La ingeniería y constructora debe comprometerse a una capacidad de producción anual durante un largo periodo que, en caso de no cumplirse, da lugar a penalizaciones que pueden ser muy importantes.

Desafortunadamente, estas tecnologías no están ampliamente desarrolladas, lo cual implica que se dispone de pocos datos sobre los fallos de los equipos durante la operación a escala industrial, siendo esto un gran problema para los participantes.

En este trabajo se pretende evaluar los riesgos de una instalación termosolar de colectores cilíndrico parabólicos, con el fin de que el ofertante pueda a partir de ahí valorar económicamente el riesgo de oferta.

Para ello se emplearán tres diferentes aproximaciones: AMFE, análisis de fiabilidad y modelización económica mediante (SAM). Los riesgos se distribuirán en 3 categorías:

- Riesgos técnicos
- Riesgos económicos
- Otros riesgos



## 2. Introducción

El consumo de energía eléctrica en el mundo no ha parado de crecer como consecuencia del incremento de población y de la necesidad de energía por parte de la población para los procesos productivos, ocio, transporte...

En el caso de España, por ejemplo, desde que se construyese la primera central eléctrica en Barcelona en 1875, tanto las necesidades como las posibilidades de generación han ido aumentando, siempre vinculadas a la coyuntura económica del momento.

Tal y como se puede ver en la Figura 1, la cantidad de energía generada desde los años 90 ha ido aumentando, salvo en aquellos años en los que ha habido una recesión económica y, por lo tanto, ha caído el PIB, haciéndolo también el consumo de energía.

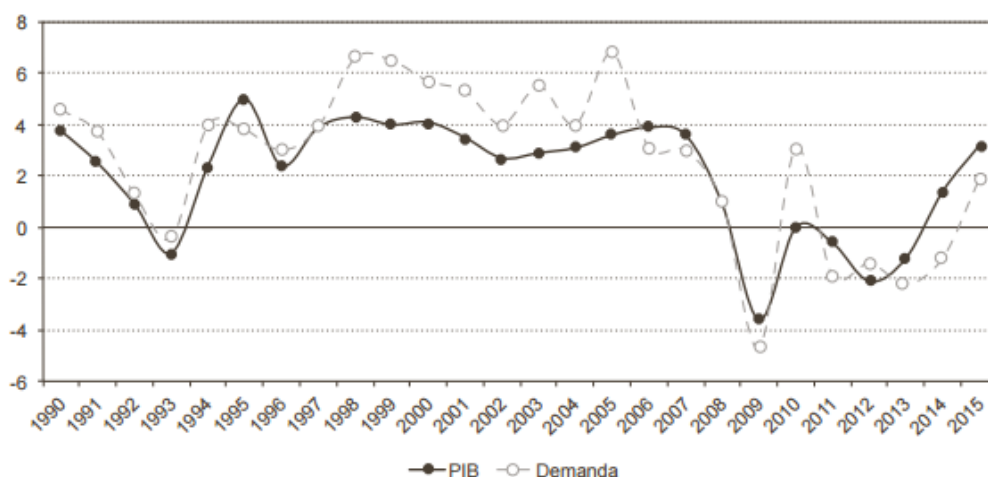


Figura 1: Comparativa entre PIB y la producción de electricidad en España

Este efecto no es exclusivamente local, el análisis de tendencias mostrado en la Figura 2, demuestra que la demanda eléctrica sectorial en la Unión Europea irá en aumento en todos los sectores, salvo en la industria.



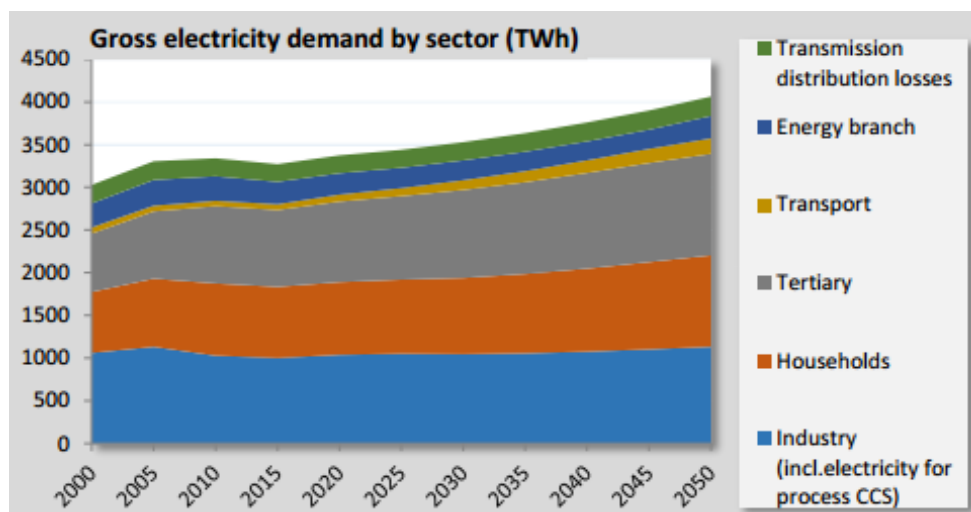


Figura 2: Previsión de demanda eléctrica en la Unión Europea. Fuente: (Capros 2016)

Sin embargo, el aumento de las necesidades energéticas mundiales choca directamente con los acuerdos para la reducción de gases de efecto invernadero. En los últimos años se han llevado a cabo diferentes cumbres mundiales para alcanzar pactos en materia medioambiental, entre las que destacan las siguientes:

1. Protocolo de Kioto (año 1997): Tratado en el cual los países firmantes (187 estados) se comprometían a reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) hasta un nivel de emisiones un 5% menores a las emisiones en el año 1990.
2. Cumbre del clima de Paris (año 2016): A diferencia del Protocolo de Kioto, en este caso los estados se comprometieron a que el incremento de la temperatura media de la tierra a final de siglo fuese inferior a dos grados por encima de la temperatura media de la época preindustrial. En este caso los países firmantes aportan sus fórmulas para reducir el aumento de temperatura, siendo el objetivo común y no poniendo unos límites para cada estado. Si bien la mayor parte de los países ya han presentado sus propuestas, siendo estas insuficientes para alcanzar el objetivo fijado.

La Unión Europea en sus previsiones hasta el año 2050, se marca un objetivo de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> desde las 3500 Mt CO<sub>2</sub> actuales hasta poco menos de 2500 Mt de CO<sub>2</sub>, tal y como se puede ver en la Figura 3.

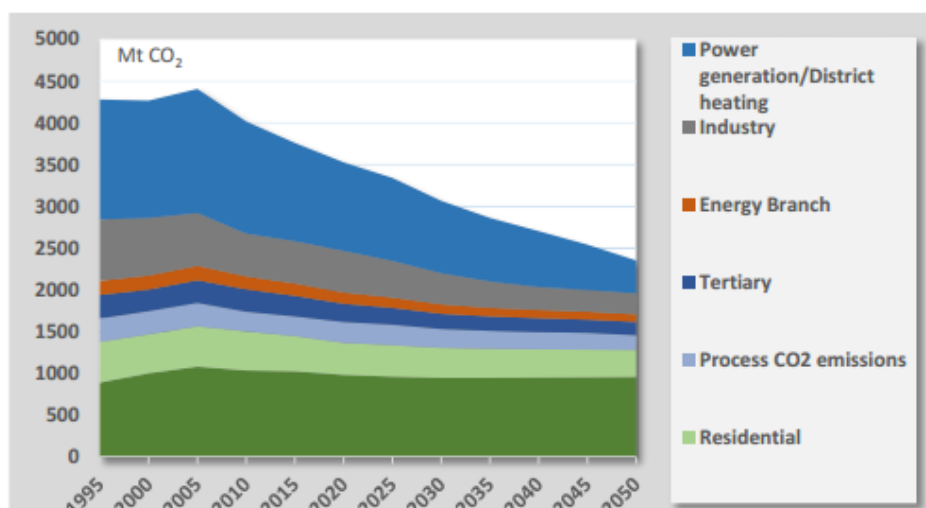


Figura 3: Previsión de emisiones de CO2 de la UE. Fuente: (Capros 2016)

Históricamente las principales fuentes de energía para producir electricidad han sido los recursos fósiles (gas, petróleo y carbón). Se trata de sistemas ampliamente probados, con un riesgo tecnológico muy bajo, altas producciones e independientes de las condiciones climáticas. Sin embargo, no son renovables y emiten gases de efecto invernadero, por lo que resultan contrarias al proceso exigido de reducción de emisiones de efecto invernadero.

Debido a que el consumo de electricidad irá en aumento, el único modo de satisfacer la demanda y reducir las emisiones a la atmosfera es emplear fuentes de energía renovables, las cuales permitan generar electricidad sin emitir gases de efecto invernadero. Las principales fuentes de energía renovable son:

- **Biomasa:** La energía procede de la combustión de recursos vegetales. En este caso hay que distinguir tres tecnologías:
  - o Calderas de biomasa: Se emplean restos de podas y otros subproductos orgánicos para generar calor en una caldera, pudiendo aprovechar el calor directamente o generando electricidad en una turbina.
  - o Paralización: Tecnología emergente que emplea restos de podas calentados en ausencia de oxígeno, generando bio-carbón y un gas de síntesis utilizado para generar electricidad y calor
  - o Digestión anaerobia: Se emplean subproductos orgánicos que se degradan en ausencia de oxígeno, generando un abono orgánico y un biocombustible (biogás) el cual es empleado para generar electricidad y calor.
- **Marina:** Es la energía obtenida de los mares y océanos, empleando la fuerza de las olas, mareas, corrientes e incluso la diferencia de temperatura y salinidad entre la superficie y el



fondo. Existen varias tecnologías, pero todas ellas usan una turbina para generar la electricidad, bien movida por las corrientes o por un fluido a presión.

- **Geotérmica:** Es la energía obtenida a partir del calor almacenado bajo la superficie de la tierra. Esta energía puede ser empleada para la producción de calor y/o electricidad.
- **Eólica:** Es la energía obtenida a partir del viento, tanto en tierra firme como en el mar, empleando aerogeneradores.
- **Solar fotovoltaica:** Consiste en la transformación directa de la radiación solar en electricidad, empleando paneles fotovoltaicos.
- **Termo-solar:** Consiste en concentrar los rayos de sol para calentar un fluido el cual puede emplearse directamente en una turbina o transferir el calor a un fluido secundario.

En el caso específico de la energía solar, las centrales termosolares son las que más desarrollo han tenido en las últimas épocas impulsadas tanto por los captadores como de las formas de almacenamiento. Su expansión es enorme en todos los países con grandes niveles de insolación y España es líder tecnológico en el sector.



### **3. Descripción del problema**

La ejecución de este tipo de instalaciones se suele realizar mediante contratos de Project Finance, que involucran la petición por parte de un agente local, generalmente un operador, del diseño, ejecución y explotación por un tiempo determinado de una instalación con características flexibles limitadas por una potencia mínima instalada. Las ofertas se valoran en función de los ingresos del contratante procedentes de la venta de la electricidad generada por lo que todo el riesgo recae en la empresa propietaria de la tecnología y explotadora de la instalación.

La realización de estos proyectos es extremadamente difícil dadas las dificultades de las ubicaciones, carentes en gran medida de experiencias previas y situadas en zonas complejas técnica e incluso socialmente.

La fuerte competencia internacional, dado que cada ofertante es, generalmente, propietario o licenciario de una tecnología, exige que las empresas se doten de medios de construcción y reduzcan sus márgenes asumiendo los riesgos necesarios para conseguir la adjudicación sin poner en peligro ya no solo la viabilidad del sistema, sino la integridad misma de la empresa.

Por tanto, el ofertante debe tomar una serie de precauciones y medidas que le ayuden a valorar adecuadamente su inversión proponiendo producciones que sean suficientemente elevadas para conseguir la adjudicación sin asumir riesgos intolerables. Esto implica en primer lugar el análisis de los rendimientos de la planta en cuanto a extracción de calor a partir de los datos meteorológicos de diseño proporcionados por el contratante. Si bien estos datos pueden ser escasos, cada tecnología presenta unos niveles de rendimiento en la absorción que son previsibles y que pueden ser optimizados en función de la introducción de sistemas o rutinas de limpieza, renovación, etc.

El principal problema surge a la hora de estimar las horas de funcionamiento de la instalación, dado que estas dependerán en gran medida de la calidad de los mantenimientos realizados, de la fiabilidad de los equipos, de los imprevistos surgidos durante la operación, etc. En definitiva, es extremadamente complejo calcular las horas anuales de operación de la planta debido a que los datos históricos de fallos de operación de este tipo de plantas son escasos. Además la fiabilidad de los equipos es baja debido principalmente a que la tecnología está en desarrollo, los equipos se someten a numerosos ciclos, condiciones extremas...



Sin embargo, hay otros riesgos que el ofertante debe tener en cuenta a la hora de preparar la propuesta, dado que el precio de venta de electricidad, los costes fijos y variables y los diferentes rendimientos de cada instalación, pueden poner en duda la viabilidad del proyecto y, por lo tanto, de la propia empresa debido a las numerosas penalizaciones que serían exigidas.

Por lo tanto, las empresas ofertantes se encuentran con serios problemas a la hora de preparar estas propuestas, dado que, existe una gran incertidumbre sobre múltiples factores tanto técnicos, como económicos. A esto hay que añadir que, las empresas propietarias de una tecnología tienen muy poca experiencia en la evaluación de este tipo de proyectos, debido a que en el pasado, solamente se adjudicaba el diseño y construcción de la planta, la operación, mantenimiento y estudio de la inversión corrían por cuenta del cliente. Todo esto hace que sea extremadamente difícil para estas empresas realizar este tipo de proyectos, que sin duda ya son el presente.



## 4. La energía termosolar

La energía termosolar consiste en concentrar los rayos del sol para calentar un fluido y generar electricidad. El sistema puede constar de un circuito único, en el que el fluido que se calienta es empleado para hacer la conversión de la energía térmica en energía eléctrica o de primario y secundario, en el que empleando intercambiadores de calor se transmite el calor al fluido que será el que genere la electricidad en las turbinas, siendo este el caso más habitual. Normalmente, los fluidos trasmisores suelen ser aceites térmicos que transmiten la energía al vapor de agua que moverá la turbina. En algunas ocasiones esa energía es transmitida a sales fundidas que actúan como sistema de almacenamiento de energía para generar electricidad durante la noche.

### 4.1. Descripción general y funcionamiento de las plantas termosolares

Tal y como se puede ver en la Figura 4 y la Figura 5 las plantas termosolares están formadas por los siguientes sistemas:

- **Zona de captación** de energía solar, en la cual se concentran los rayos solares para calentar el fluido.
- **Sistema de intercambio de calor:** en el caso de que el fluido primario no sea agua, es necesario transferir el calor desde ese fluido primario calentado en la zona de captación hasta el agua que moverá la turbina de vapor.
- **Zona de generación:** en esta zona la turbina será movida por el vapor de agua que, a su vez, moverá al alternador que será el encargado de generar la corriente eléctrica que se verterá a la red eléctrica. En esta zona también se encuentran todos los elementos de sincronismo y de protección para que, ni el generador, ni la red, resulten dañados cuando algún parámetro no sea el adecuado. Una vez el vapor ha sido utilizado, se condensa para volver a repetir el ciclo.

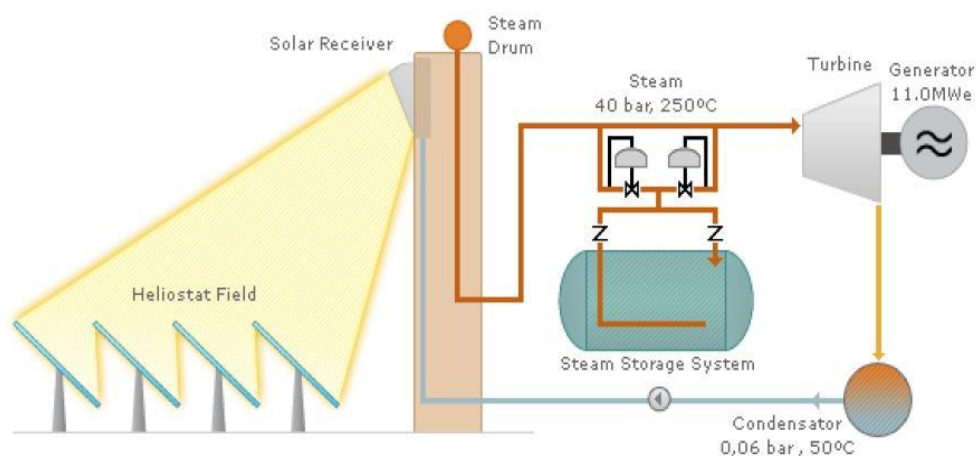


Figura 4: Esquema central termosolar de torre central y un único fluido. Fuente: (Opex Energy s.f.)

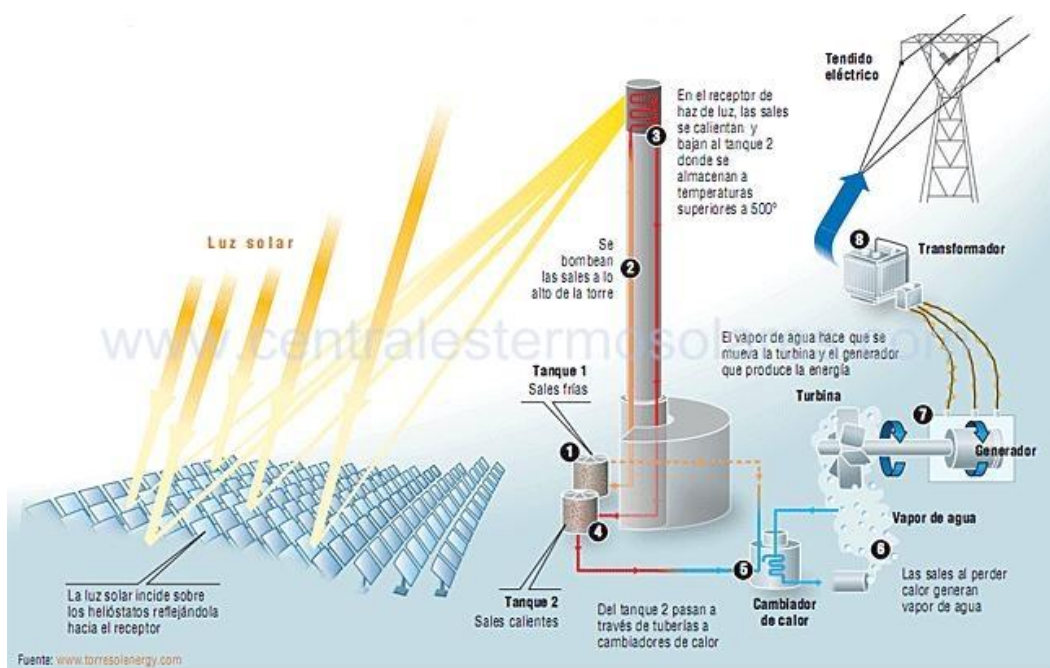


Figura 5: Esquema central termosolar de torre central y fluido primario. Fuente: (Opex Energy s.f.)

#### 4.1.1. Zona de captación

Es el lugar donde se realiza la concentración de la radiación y se transfiere en forma de calor al fluido primario. La radiación solar que llega a la superficie de la tierra está compuesta de radiación *directa* y *difusa* (la que llega sin una dirección clara). La energía termosolar solamente



puede aprovechar la radiación directa, debido a que es la única que puede reflejarse y, por lo tanto, concentrarse, al conocer su dirección de incidencia.

Se estima que son necesarias unas 2 hectáreas por MW de potencia eléctrica instalada, aunque esto depende de la radiación del lugar donde se sitúe la instalación.

El rendimiento de la instalación vendrá dado, entre otras cosas, por el tipo de sistema empleado para concentrar la radiación directa del sol. Hay distintos tipos de sistemas de captación, aunque todos ellos están formados por tres partes fundamentales:

- La **estructura**, que soporta el conjunto del elemento de captación
- El **espejo deflector**, que es el encargado de reflejar la radiación directa del sol al elemento captador
- El **tubo** o elemento absorbedor, transforma los rayos solares en energía térmica. En el caso de las centrales de torre central este elemento será común a todos los deflectores.

Con el objetivo de maximizar la cantidad de radiación directa que se concentra en el elemento absorbedor, los módulos de captación se mueven conjuntamente para que la radiación solar incida perpendicularmente sobre la superficie.

#### 4.1.1.1. Sistemas de captación

Durante los últimos años se han desarrollado diferentes sistemas de captación, cada uno de ellos con sus ventajas e inconvenientes y diversos rendimientos.

Los sistemas de captación se pueden clasificar en función de (Tabla 1):

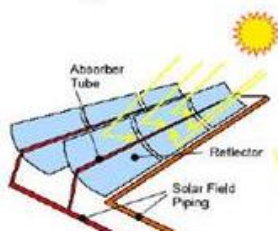
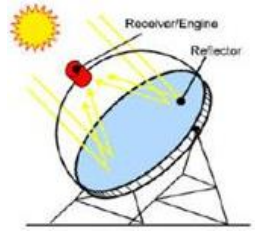
- Tipo de foco: fijo o móvil
- Tipo de concentrador: lineal o puntual.

Tabla 1: Clasificación de los sistemas de captación. Fuente: (Villasante s.f.)

	Concentrador Lineal	Concentrador Puntual
Foco Fijo	<p>Espejos Fresnel</p>	<p>Sistema Torre Central</p>





	Concentrador Lineal	Concentrador Puntual
Foco Móvil	 <p>Colectores Cilindro Parabólicos</p>	 <p>Disco Stirling</p>

#### 4.1.1.1.1 Colectores cilindro parabólicos

Este tipo de tecnología consiste en la concentración de la radiación solar directa a lo largo de una línea recta con una longitud que oscila entre los 600 y 800 metros. El fluido caloportador se introduce por uno de los extremos, saliendo por el opuesto a alta temperatura.

Es la tecnología más utilizada en el mundo, con aproximadamente el 95% de la potencia termosolar instalada (Garrido 2012), debido a su fiabilidad. Su rendimiento se sitúa entre el 10 y el 15%. Debido a que es una tecnología testada y con una alta fiabilidad, es relativamente sencillo justificar la inversión y conseguir la financiación necesaria para realizar el proyecto.

El inconveniente para aumentar el rendimiento de estas instalaciones es el fluido caloportador y, en menor medida, de los receptores, debido a que estos fluidos primarios se degradan rápidamente por encima de 400°C, condicionando la temperatura máxima de la instalación y por lo tanto su rendimiento.

#### 4.1.1.1.2 Espejos Fresnel

Esta tecnología emplea una distancia focal mayor que los colectores cilindro-parabólicos, de tal modo que se pueden emplear espejos planos en vez de parabólicos, concentrando la radiación en los receptores lineales que están fijos y elevados. La estructura es más ligera y los elementos de unión son más sencillos, resultando en un ahorro económico sustancial, dado que la inversión por MW instalado es casi una tercera parte inferior que los Colectores Cilindro Parabólicos (CCP).

Como es lógico, su temperatura de operación y rendimiento óptico es menor, resultando en un rendimiento térmico global inferior, aunque este rendimiento inferior suele compensarse con un aumento de la superficie de captación.

Debido a la menor temperatura de operación, el tubo absorbedor de esta tecnología no tiene unos requisitos tan exigentes como en el caso en los CCP. En este caso por el tubo circula agua



que se evapora con la radiación solar absorbida, estando el vapor a la salida del tubo a una temperatura de 270°C y una presión de 55 bar (Garrido 2012).

Es una tecnología aun no ampliamente testada, debiendo demostrarse que el ahorro económico compensa sobradamente esa falta de rendimiento.

#### 4.1.1.1.3 Sistema con torre central

Este sistema consiste en concentrar toda la radiación en un único punto elevado, alcanzándose temperaturas altísimas, del orden de los 700°C. Para ello se emplean espejos situados alrededor de la torre central, que se mueven a lo largo del día para concentrar la radiación directa en un punto en la zona superior de la torre. Allí se encuentra el receptor que transferirá el calor procedente de la radiación reflejada al fluido caloportador para generar electricidad o almacenar el calor para producir electricidad durante la noche.

#### 4.1.1.1.4 Disco Stirling

Los captadores emplean un motor Stirling donde el calor procedente de la radiación directa se calienta y expande un gas que suele ser helio o hidrogeno, el cual se enfría y comprime en un foco frio.

La principal ventaja de esta tecnología son los ratios de concentración, dado que son del orden de 2000:1, alcanzándose una temperatura más alta en el receptor y por lo tanto aumentando el rendimiento del ciclo térmico.

Los motores Stirling no han sido ampliamente testados, al igual que estas instalaciones que han tenido un desarrollo más lento que el resto de tecnologías.

#### 4.1.1.1.5 Aplicabilidad de cada caso

A partir de las características definidas en los apartados anteriores se pueden definir los puntos óptimos de funcionamiento de cada una de estas tecnologías.

En la Tabla 2 se muestra la variación del índice de concentración y por lo tanto del rendimiento en función de la temperatura de operación y la tecnología que empleada.



Tabla 2: Comparativa de los sistemas de captación.

Sistema de captación	Ratio de concentración	Temperatura del fluido caloportador	Rendimiento del ciclo	Rendimiento total	Superficie requerida [m <sup>2</sup> /MW]
Fresnel	20:1	270	27%	14%	20.000
CCP	80:1	390	39%	20%	30.000
Disco Stirling	1000-2000/1	500-800	40%	25%	45.000
Receptor central	300:1	565	41%	22%	55.000

#### **4.1.2. Fluido caloportador**

El fluido empleado para transportar el calor puede ser agua pero, debido a problemas de vaporización en las tuberías, suele emplearse un fluido primario distinto que transmite el calor al agua, formando vapor que, posteriormente, es empleado en la turbina.

Este fluido primario suele ser una mezcla de aceite orgánico y sintético, el cual tiene una temperatura de operación entre 290 y 390 °C (temperaturas de entrada y salida a la línea de concentración). Emplear dicho fluido a temperaturas superiores a los 400°C hace que la degradación aumente, originando compuestos que dificultan y modifican el comportamiento de la planta. Para eliminar dichos compuestos las plantas disponen de sistemas de filtrado y limpieza que evitan la acumulación de impurezas en la instalación.

#### **4.1.3. Sistema de intercambio de calor**

El calor absorbido por el fluido primario en la zona de captación, se lleva a una serie de equipos donde se transfiere al agua que se expandirá en la turbina. Esta está presurizada entre 50 y 100 bar, se vaporiza y sobrecalienta hasta temperaturas aproximadas de 380°C. El fluido primario, una vez ha cedido su calor, es filtrado y devuelto a la zona de captación donde se reinicia el ciclo.

#### **4.1.4. Sistema de generación de electricidad**

El vapor generado se conduce hasta la turbina donde se expande y transforma la energía potencial del vapor (presión) en energía mecánica, con un rendimiento que oscila entre 27-40%, dependiendo de la carga del generador, siendo mayor el rendimiento cuanto mayor sea la carga.



#### **4.1.5. Almacenamiento de energía en plantas termosolares**

Como ya se ha dicho, el mayor inconveniente de las energías renovables es que la producción de electricidad depende de las condiciones climatológicas en cada momento y, debido a que la energía eléctrica no puede ser almacenada, la cantidad generada tiene que ser igual a la consumida. Esto provoca que centrales con energías convencionales deban estar disponibles para generar la energía en los momentos en los que el resto no pueden hacerlo. Para solventar este inconveniente, en las centrales termosolares se han desarrollado métodos para almacenar energía en forma de calor previamente a su transformación en energía eléctrica, permitiendo que la instalación pueda generar energía eléctrica por la noche. Entre ellos destacan:

- Almacenamiento del fluido primario, desestimado debido a las dificultades inherentes al almacenamiento de una sustancia combustible a alta temperatura, además del alto coste de este fluido.
- Almacenamiento en bloque de hormigón calentado con el fluido primario para posteriormente emplear otro fluido o el agua que se empleará en la turbina para extraer su calor y generar la electricidad.
- Almacenamiento empleando sales inorgánicas fundidas. Es el método más desarrollado. Minimiza tanto el espacio, dado que permiten almacenar una gran cantidad de energía en poco volumen, como la cantidad de fluidos y bombas que deben emplearse.

El sistema consiste en dos tanques, uno para las sales ``frías`` y otro para las ``calientes``. Al elevar la temperatura por encima de 220°C las sales se funden y pueden ser trasvasadas de tanque, permitiendo una separación de las sales que están a distintas temperaturas. Para calentar las sales se emplean intercambiadores que transfieren el calor desde el fluido primario, proveniente de la zona de captación, a las sales que, una vez fundidas, se almacenarán en el tanque ``caliente`` a una temperatura aproximada de 380°C. En la Figura 6 puede verse el esquema de una planta termosolar con el sistema de almacenamiento empleando sales fundidas.

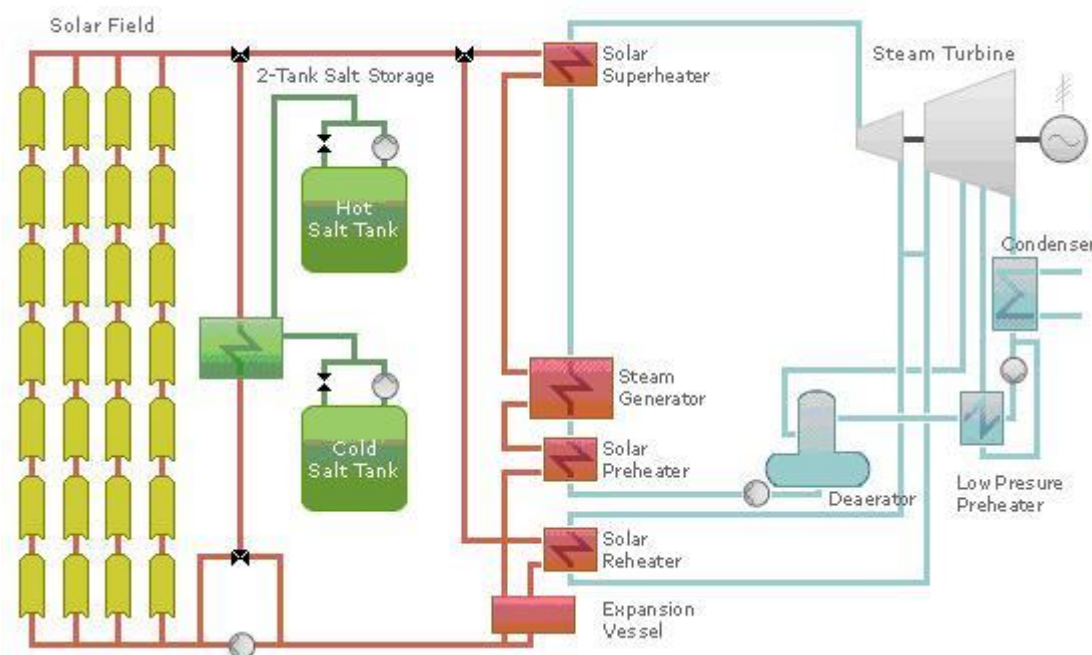


Figura 6: Central termosolar con sistema de almacenamiento. Fuente: (Opex Energy s.f.)

El mayor inconveniente de la implantación de este sistema es su alto coste, de 7-9M€/MW instalado, dependiendo de los equipos seleccionados.

## 4.2. La energía termosolar en España

Actualmente en España se encuentran en operación 50 plantas con una potencia instalada de 2.304 MW y no se espera una ampliación de su número. En la Figura 7 se muestra la energía producida anualmente por las plantas termosolares en los últimos años.

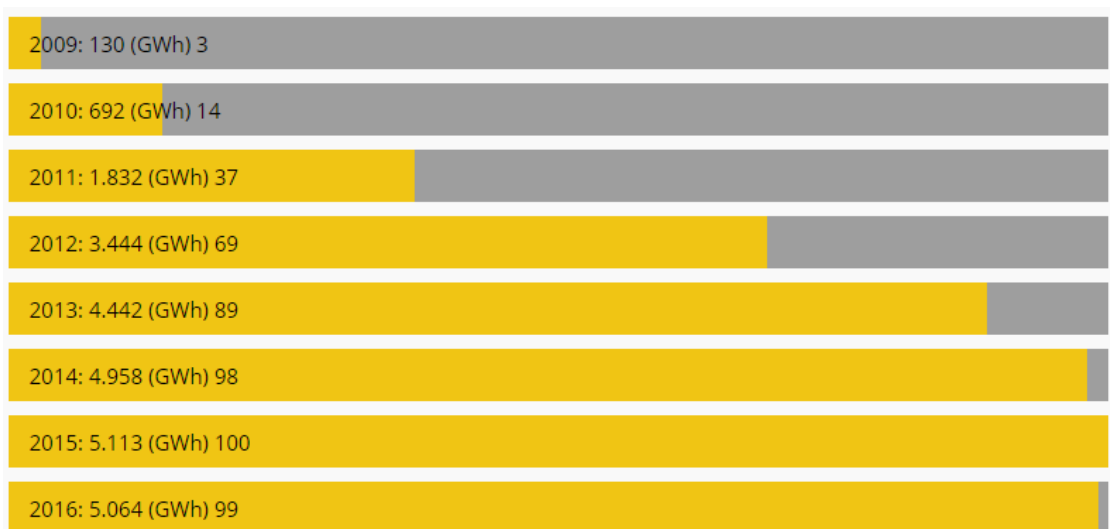


Figura 7: Energía eléctrica producida en España empleando centrales termosolares. Fuente: (Asociación Española de la Industria Termoeléctrica s.f.)

En la Figura 8 puede verse la localización de las plantas termosolares en España, mayoritariamente situadas en la mitad sur del país debido a la mayor radiación solar.



Figura 8: Localización de las centrales termoeléctricas en España. Fuente: (Asociación Española de la Industria Termoeléctrica s.f.)

### 4.3. El futuro, la hibridación.

Para poder cumplir las previsiones de generación de electricidad e incluso poder proporcionar al operador de la red eléctrica una previsión certera que impida que haya oscilaciones en la red debido a cambios en la relación producción-consumo, se ha estudiado desde sus inicios la



posibilidad de combinar una central convencional con una termosolar. Esto proporcionaría mayor seguridad, dado que la producción eléctrica no solo dependería de las condiciones climatológicas del momento, sino que se podría emplear un combustible fósil para cumplir con la previsión de producción.

Otra ventaja añadida es la reducción del estrés térmico que sufren los materiales, dado que estas plantas se encuentran constantemente arrancando y parando, lo que hace que los costes de mantenimiento aumenten como consecuencia de la rotura y desgaste prematuro de equipos. Al combinar ambas tecnologías, la instalación estará operativa durante un mayor número de horas anuales, disminuyendo el número de arranques y paradas y, en consecuencia, los costes de mantenimiento.

El funcionamiento de la instalación, tal y como se puede ver en la Figura 9, consiste en un ciclo combinado convencional alimentado con gas, que aprovecha el calor de los gases de escape y el proveniente de la zona de captación de la planta termosolar en el recuperador de calor para alimentar otra turbina de vapor. Este sistema mejora el rendimiento de la instalación y, por lo tanto, la cantidad de energía generada.

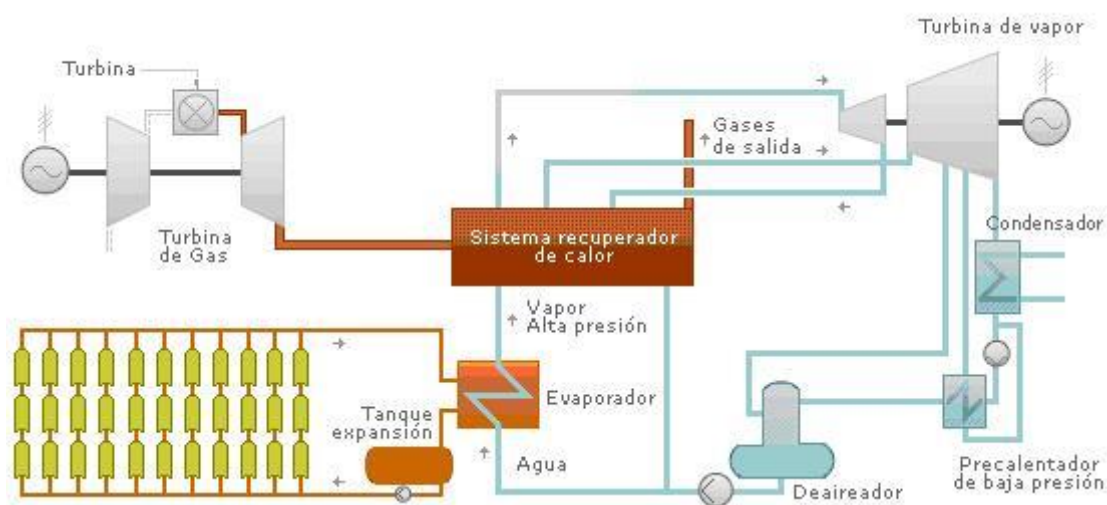


Figura 9: Central termosolar con hibridación de ciclo combinado. Fuente: (Opex Energy s.f.)



#### 4.4. Principales causas de fallo en centrales termosolares

Los equipos en los que se producen las principales causas de fallo en las instalaciones termosolares son las siguientes:

- *Problemas en el movimiento de los captadores.* El equipo de transmisión del movimiento de los captadores es el encargado de realizar el movimiento solar. Está formado por un grupo hidráulico y dos cilindros, de tal modo que, en una instalación normal, puede haber más de 600 unidades.
- *Fugas.* Las válvulas de regulación de caudal y las numerosas juntas de la instalación son propensas a tener fugas y problemas mecánicos.
- *Fallos en el sistema de generación de electricidad,* más concretamente en el tren de vapor, debido a los numerosos arranques y paradas que sufren estas instalaciones. En una central convencional los ciclos de uso son mayores y por lo tanto, el estrés térmico menor.

En general estas instalaciones son propensas a tener averías debido a que parte de su tecnología no está ampliamente probada. Por otro lado, los numerosos ciclos a los que se somete la instalación hacen que los materiales estén sometidos a un fuerte estrés térmico, por lo que incluso los equipos comunes con instalaciones convencionales están fuera de servicio un mayor número de horas.

Para una central que empleé CCP con una potencia de 50 MW, el presupuesto anual estimado en mantenimiento, incluyendo tanto el personal como los materiales necesarios se sitúa entre 3,8M€ y 6,6M€ (Garrido, Renovetec s.f.)

Si bien estos son los fallos conocidos desde un punto de vista técnico, el rendimiento de las plantas depende de muchos otros aspectos tan dispares como la meteorología o factores financieros. Este proyecto pretende abordar esto de forma global.



## 5. Modelización de los parámetros principales de una planta termosolar CCP.

### 5.1. Características de la instalación

La instalación termosolar que se modelizará en el presente trabajo, será una planta termosolar de Colectores Cilindro Parabólicos (CCP) con acumulación de sales fundidas. Debido a que este tipo de proyectos suele estar promovido por inversores privados o públicos de Medio Oriente, se tomarán los valores de radiación solar de esta localización. En la Figura 10 se representa el layout de la instalación a modelizar.

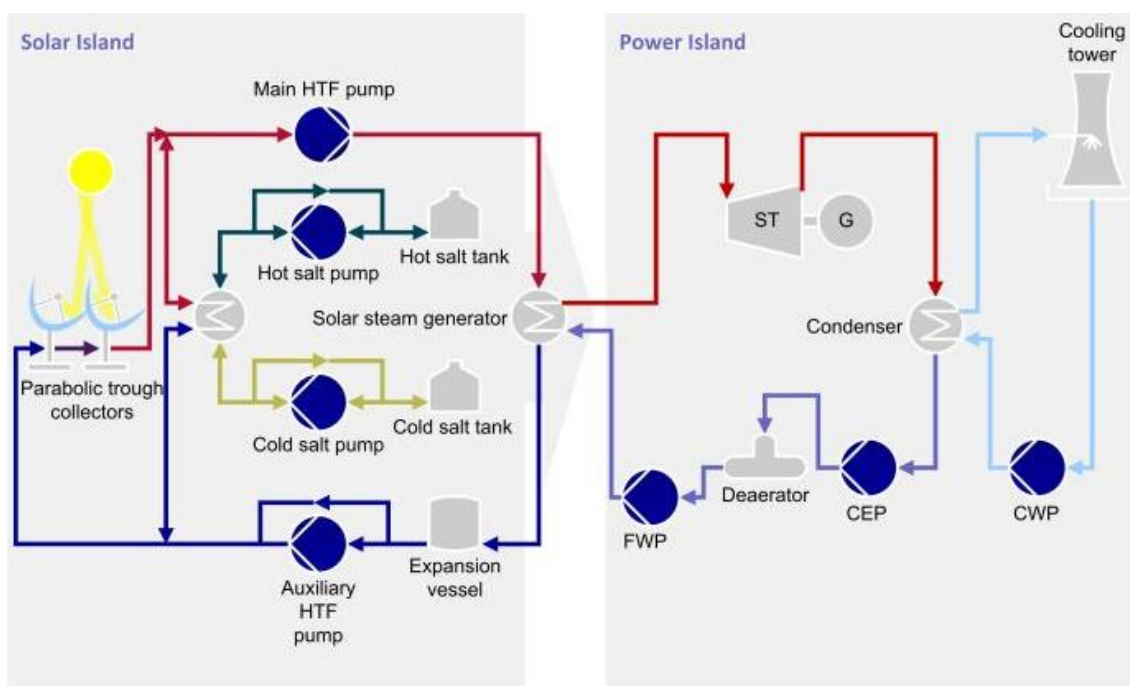


Figura 10: Layout de la instalación de CCP con almacenamiento de sales.

Por lo tanto, los principales elementos por los que está formada la instalación son los siguientes:

1. Cimentación y estructura de la zona de captación:
  - a. Zapatas de hormigón armado
  - b. Pernos de anclaje
  - c. Soportes para el tubo receptor
  - d. Estructura para soportar los espejos
  - e. Tubo receptor



2. Sistema de transferencia de calor:
  - a. Fluido primario
  - b. Sistema de bombeo
3. Sistema de seguimiento:
  - a. Motores hidráulicos
  - b. Electroválvulas
4. Sistema de almacenamiento térmico:
  - a. Sales fundidas
  - b. Sistema de bombeo
5. Sistema de generación de electricidad:
  - a. Intercambiador
  - b. Pre-calentador
  - c. Turbina
  - d. Condensador
  - e. Torre de refrigeración
6. Sistemas auxiliares:
  - a. Sistema de aire comprimido
  - b. Sistema de control

## 5.2. Herramienta

Para realizar la modelización de ciertos parámetros técnicos y financieros y ver su influencia en el retorno de la inversión, se empleará una herramienta informática llamada System Advisor Model (SAM). Esta herramienta, que ha sido desarrollada por el laboratorio nacional de energía renovable y financiada por el departamento de energía de Estados Unidos, permite simular diferentes escenarios que ayuden en la toma de decisiones a los *stakeholders* implicados en este tipo de proyectos:

- Jefes de proyectos e ingenieros
- Analistas
- Desarrolladores tecnológicos
- Investigadores
- Inversores



La herramienta tiene las bases de datos necesarias para poder simular diferentes tipos de proyectos (fotovoltaicos, termosolar, biomasa, eólicos...), además de los datos técnicos de los equipos y meteorológicos de diferentes partes del mundo.

A pesar de que la herramienta permite calcular una gran variedad de datos económicos: flujos de caja, incentivos, tasa de retorno... Las simulaciones de este trabajo se centrarán en evaluar los valores de diferentes parámetros tanto financieros como técnicos comparándolos con el Valor Actual Neto (VAN) de la inversión, de este modo se podrá comprobar cómo afecta cada parámetro al flujo de caja del proyecto.

### 5.3. Parámetros de la instalación

La instalación que se modelará será una planta termosolar de colectores cilindro parabólicos y almacenamiento de sales fundidas, se ubicará en Oriente Próximo y la potencia a instalar será próxima a los 100MW.

Los principales datos del campo solar empleados en la simulación, se representan en la Tabla 3:

Tabla 3: Datos del campo solar empleados en la simulación

Parámetro	Valor
Área del campo solar	887.875 m <sup>2</sup>
Ángulo de desplazamiento	170°
Ángulo de uso	10°
Temperatura ambiente media	25°C
Velocidad del viento	5 m/s
Radiación directa	950W/m <sup>2</sup>

Los datos del fluido primario de transferencia empleados en el modelo, se representan en la Tabla 4:



Tabla 4: Datos del fluido primario de transferencia empleados en la simulación.

Parámetro	Valor
Temperatura mínima de operación	12°C
Temperatura máxima de operación	400°C
Temperatura de entrada a la zona de captación	293°C
Temperatura de salida de la zona de captación	391°C

Los datos relativos a los colectores se representan en la Tabla 5:

Tabla 5: Datos de los colectores empleados en el modelo.

Parámetro	Valor
Longitud	100 m
Ancho	5 m
Distancia focal	1,8 m
Precisión geométrica	0,98
Reflectancia del espejo	0,935
Factor de limpieza del cristal	0,97

Los datos relativos a los equipos de potencia se representan en la Tabla 6:

Tabla 6: Datos del bloque de potencia empleados en el modelo

Parámetro	Valor
Potencia de diseño	111 MWe
Factor de conversión de energía	0,92
Potencia estimada de operación	102,1 MWe
Potencia térmica de entrada	264,28 MWt
Eficiencia del ciclo de conversión	0,42



Parámetro	Valor
Máximo porcentaje de operación de la turbina	1,15
Mínimo porcentaje de operación de la turbina	0,25
Eficiencia del evaporador	0,9

Los datos relativos al almacenamiento térmico se representan en la Tabla 7:

**Tabla 7: Datos del almacenamiento térmico de la instalación empleados en el modelo.**

Parámetro	Valor
Horas de almacenamiento	6
Perdidas térmicas del tanque	0,97 MWt
Máxima energía almacenada	1585,71 MWht
Temperatura mínima de operación	238°C
Temperatura máxima de operación	593°C

Los costes de operación y mantenimiento que se estima que se tendrán se representan en la Tabla 8:

**Tabla 8: Datos de los costes de operación y mantenimiento de la instalación.**

Parámetro	Valor
Coste anual fijo	100.000 \$
Coste fijo por capacidad	50\$/kW año
Coste variable por generación	2\$/MMBTU

Por último, los parámetros financieros empleados en el modelo se representan en la Tabla 9:



Tabla 9: Datos financieros empleados en el modelo.

Parámetro	Valor
Precio de venta de kW	0,15\$/kWh
Periodo de análisis	25 años
Ratio de inflación anual	3%
Tasa de descuento anual	6%

## 5.4. Costes de inversión y operación

A partir de los datos de la instalación anteriores, mediante SAM es posible calcular la energía producida y los principales elementos de coste en inversión, operación y mantenimiento.

En la Tabla 10 se representan los costes directos de inversión de la planta termosolar:

Tabla 10: Costes directos de inversión.

Parámetro	Valor
Obra civil	19.282.300 \$
Terreno	115.693.800 \$
Sistema de fluido primario	46.277.520 \$
Sistema de almacenamiento	103.071.432 \$
Sistema de producción de electricidad	127.650.000 \$
Balance de la planta	13.770.654 \$
Contingencias	29.770.654 \$
Total	455.065.696 \$

Los costes directos de operación y mantenimiento anuales de la planta se representan en la Tabla 11:



Tabla 11: Costes directos de operación y mantenimiento.

Parámetro	Valor
Costes fijos	5.106.000 \$
Costes por capacidad	5.106.000 \$
Costes por producción	625.171 \$



## 6. Análisis de riesgos

La licitación de plantas CCP se basa fundamentalmente en una estructura de ofertas en las que cada empresa proveedora se compromete a un nivel de energía anual proporcionado, por debajo del cual comienza todo un sistema de penalizaciones.

El riesgo asumido en la oferta depende en gran medida de la capacidad del ofertante para predecir de forma real los riesgos de incumplimiento de este valor, así como para garantizar que mantener el valor es posible dentro de un rango de costes internos.

Por ello, la valoración del nivel de riesgo depende de una enorme variedad de factores que se pueden dividir en:

- **Riesgos sobre el comportamiento de la instalación**, fundamentalmente ligados a la eficiencia y seguridad de operación que intentan prever problemas de funcionamiento del sistema.
- **Riesgos sobre los resultados del proyecto**, valorando cómo varían los resultados económicos del proyecto en función de ellos. Esto incluye tanto aspectos técnicos como derivados de las amortizaciones, estructura de costes y financiación. En este apartado se incluyen además los riesgos derivados de otros factores como los climatológicos, estratégicos, etc.

Las herramientas de modelización como la aplicada en el apartado anterior, permiten conocer un rango de costes suficientemente aproximado para un análisis inicial. Sin embargo el análisis detallado no se puede basar en un valor estático, sino que debe incorporar la posibilidad de fallos o sucesos valorando distintas alternativas. Esto permitirá determinar la sensibilidad del proyecto a los parámetros más relevantes y, además de aportar un previsible nivel de riesgo, proponer acciones de mejora que se puedan evaluar económicamente antes de las ofertas.

### 6.1. Riesgos sobre el comportamiento de la instalación.

Desde el punto de vista técnico, globalmente el factor que más influye es el rendimiento. Los problemas de rendimiento, es decir, de uso efectivo de la instalación, provocan pérdidas que fácilmente pueden superar los valores considerados en la oferta.





El diseño requiere un equilibrio entre la calidad de los equipos seleccionados y los costes de estos. Asimismo las formas de operación, fundamentalmente los sistemas de mantenimiento, tienen un enorme peso sobre la generación a largo plazo.

Desde este punto de vista se pueden considerar los riesgos técnicos en tres aspectos:

- Mediante la valoración de los posibles casos de fallo, generalmente analizados mediante el Análisis Modal de fallos y efectos.
- A través del estudio de las fiabilidades individuales de los equipos y su efecto sobre el sistema global.

### **6.1.1. Análisis modal de fallos y efectos (AMFE)**

El análisis modal de fallos y efectos (AMFE) se emplea principalmente a la hora de diseñar nuevos productos, servicios o procesos. El objetivo es estudiar los modos de fallo del producto, servicio o proceso para después clasificarlos según su importancia. De tal modo que, dicha clasificación sirva para destacar los modos de fallo más importantes y que deben priorizarse, debido a que son los más peligrosos, molestos, difíciles de detectar o frecuentes.

Para realizar dicho estudio se deben enumerar los fallos indicando en cada uno de ellos tres valores:

- Nivel de severidad (S)
- Nivel de incidencia (O)
- Nivel de detección (D)

Una vez asignados los valores se calculará el Índice de Prioridad de Fallo (IPF) multiplicando dichos valores.

En el caso de este trabajo, se tendrá en cuenta que el objetivo de la instalación es producir electricidad y por lo tanto, la severidad será mayor cuanto más se perjudique la producción de electricidad. Para calcular el nivel de incidencia se tendrán en cuenta los tiempos medios entre fallos previamente buscados para cada equipo. En el caso de la detección se estimará en función de la accesibilidad que tenga el equipo para ser inspeccionado en las rondas de mantenimiento. En la Tabla 12 se representa los valores de cada parámetro y una breve explicación.



Tabla 12: Análisis ANFE

Cimentación y estructura	S	O	D	Comentario
Zapatas de hormigón armado	7	2	6	Debido a que las zapatas son elementos ampliamente estudiados y no presentan ningún tipo de complejidad, la incidencia será muy baja, la severidad baja y sería un fallo detectable al poder observar grietas o subsidencias.
Pernos de anclaje	6	3	8	Los pernos de anclaje no deberían de ser un problema para la instalación, no obstante si se dimensionasen mal podría producirse el fallo debido a altas solicitaciones (vientos fuertes) o a la corrosión. Sería un fallo con una severidad media, la incidencia es baja y sería un problema difícilmente detectable.
Soportes para el tubo receptor	8	3	8	El tubo receptor irá soportado por unas barras metálicas, si se produjese el fallo tendría una severidad media-alta, como es un elemento sencillo la incidencia es baja y sería un fallo difícilmente detectable
Estructura para soportar los espejos	8	2	7	Los espejos irán montados sobre una estructura metálica, si se produjese el fallo la severidad sería media-alta, la incidencia es baja y no sería un fallo fácilmente detectable.
Tubo receptor	8	4	9	El tubo receptor irá montado sobre los soportes, la severidad de un posible fallo sería media alta, la incidencia es media dado que su vida útil es de varias decenas de años y no es un fallo fácilmente detectable.
Fluido primario	10	6	6	El fluido primario tiene un papel importantísimo en la instalación, por lo que la severidad sería muy alta, la incidencia media y es un fallo detectable en los análisis rutinarios que se realiza al fluido caloportador.
Sistema de bombeo (Tanques de almacenamiento y expansión, sistema de tuberías)	10	4	9	El fallo en el sistema de bombeo del fluido primario tendría un nivel de severidad muy alto, un nivel de incidencia medio-bajo dado que son sistemas ampliamente testados y no serían detectables.
Sistema de seguimiento				
Motores hidráulicos	10	5	10	El fallo en los motores hidráulicos del sistema de seguimiento tendría una severidad muy alta dado que influiría directamente en la pérdida de potencia eléctrica, el nivel de incidencia es medio y es no es fácilmente detectable debido a los numerosos equipos y el fallo repentino de los mismos.



Cimentación y estructura	S	O	D	Comentario
Electroválvulas	10	6	10	El fallo de las electroválvulas del sistema de seguimiento tendría una severidad muy alta al influir en la pérdida de potencia eléctrica, la severidad sería media y no es detectable debido a los numerosos equipos y al fallo repentino de los mismos.
Sistema de almacenamiento				
Tanques de grandes dimensiones	10	3	9	La incidencia sería alta dado que no permitiría almacenar calor para su posterior uso, la severidad baja y no sería fácilmente detectable
Sales fundidas	10	6	6	La incidencia sería alta dado que no permitiría almacenar calor para su posterior transformación en electricidad, la severidad sería media y sería detectable en los controles periódicos.
Sistema de generación de electricidad				
Intercambiador de calor	10	8	8	Un fallo en el intercambiador de calor tendría una incidencia alta, una severidad media alta y no sería detectable.
Turbina	10	8	8	Un fallo en la turbina tendría una incidencia alta, una severidad media alta y no sería detectable.
Pre-calentador	10	7	6	La incidencia sería alta, la severidad sería media-alta y no sería detectable
Condensador	10	5	8	Un fallo en el condensador tendría una incidencia alta, una severidad media y no sería detectable.
Torre de refrigeración	10	4	7	Un fallo en la torre de refrigeración tendría una incidencia alta, una severidad media y no sería fácilmente detectable
Sistema de aire comprimido				
Compresor	9	3	9	Un fallo en el compresor tendría una incidencia alta, una severidad baja y no sería detectable.
Sistema de tuberías	9	3	8	El sistema de tuberías neumáticas tendría una incidencia alta, una severidad baja y no sería detectable.
Sistemas de control	10	6	10	Un fallo en el sistema de control tendría una incidencia alta, una severidad media y no sería detectable.

Una vez se ha clasificado el nivel de severidad, incidencia y detección de cada elemento que forma la instalación se calculará el índice de prioridad de fallo, el cual se representa en la Tabla 13:



Tabla 13: Índice de prioridad de fallo de los elementos de la instalación

Equipo	Índice de prioridad de fallo
Cimentación y estructura de los captadores	
Zapatatas de hormigón armado	84
Pernos de anclaje	144
Soportes para el tubo receptor	192
Estructura para soportar los espejos	112
Tubo receptor	288
Fluido primario	360
Sistema de bombeo (Tanques de almacenamiento y expansión, sistema de tuberías)	360
Sistema de seguimiento	
Motores hidráulicos	500
Electroválvulas	600
Sistema de almacenamiento	
Tanques de grandes dimensiones	270
Sales fundidas	360
Sistema de generación de electricidad	
Intercambiador de calor	720
Turbina	640
Pre-calentador	420
Condensador	400
Torre de refrigeración	280
Sistema de aire comprimido	
Compresor	243
Sistema de tuberías	216
Sistemas de control	600

### 6.1.2. Análisis de fiabilidad

La fiabilidad puede definirse como la capacidad del producto para comportarse de la forma requerida bajo las condiciones y tiempo establecidos.

Medir la fiabilidad es complejo, hace falta disponer de datos históricos de muchos equipos para posteriormente realizar un análisis estadístico. Normalmente suele emplearse como unidad de medida el tiempo medio entre dos fallos consecutivos (MTBF).

La relación entre la fiabilidad y el tiempo medio entre fallos puede expresarse según la Ecuación

1.



$$R = e^{\frac{-t}{MTBF}}$$

**Ecuación 1: Relación entre fiabilidad y MTBF.**

Una instalación industrial real consta de un elevado número de elementos situados en serie o paralelo, cada uno con su propio índice de fiabilidad o MTBF. La fiabilidad general del sistema depende tanto de la fiabilidad de cada uno de sus componentes como de la forma en que se combinan.

### **6.1.2.1. Fiabilidad de los elementos en serie**

Un fallo en uno de los elementos que forman la instalación implicaría que toda la instalación se quedase fuera de servicio, es decir, solamente estaría operativa si todos sus elementos funcionan correctamente.

La fiabilidad de los elementos en serie puede expresarse mediante la Ecuación 2:

$$R(t) = \prod_{i=0}^n R_i(t)$$

**Ecuación 2: Fiabilidad de los elementos en serie.**

### **6.1.2.2. Fiabilidad de los elementos en paralelo**

Un fallo en uno de los elementos que forman el sistema no implica que la instalación quede fuera de servicio, tal y como sucedía en los elementos en serie. En este caso, la instalación quedaría fuera de servicio si todos los elementos fallasen.

La fiabilidad de los elementos en paralelo puede expresarse mediante la Ecuación 3.

$$R(t) = 1 - \prod_{i=0}^n (1 - R_i(t))$$

**Ecuación 3: Fiabilidad de los elementos en paralelo.**

### **6.1.2.3. Fiabilidad del sistema termosolar.**

Para poder calcular la fiabilidad del sistema, sería necesario tener unos registros históricos de los fallos que se producen en cada uno de los equipos que forman la instalación. Obviamente esta información es confidencial e inaccesible, pero debido a que la mayoría de fabricantes proporciona en la hoja de características de los equipos el MTBF aproximado, se tomará este valor.



La mayoría de elementos son bien conocidos, dado que son comunes con otras plantas de generación de electricidad convencionales y se tienen muchos datos históricos. El principal inconveniente surge en los elementos de captación y transferencia de calor, así como en los numerosos ciclos a los que se somete la instalación y que hacen que el estrés térmico al que se somete a algunos equipos provoque problemas de fiabilidad y, por lo tanto, no se pueda cumplir con las horas de funcionamiento comprometidas con el cliente.

En la Tabla 14 se han recogido los tiempos medios entre fallos de los principales equipos e instalaciones que forman una planta termosolar y se calcula la fiabilidad para cada equipo empleando la fórmula del apartado 6.1.2. Tal y como se puede ver hay elementos cuyo MTBF es superior a las 100.000 horas, esto es debido a que son sistemas diseñados para soportar las condiciones de operación durante decenas de años. Por ejemplo, las cimentaciones se construyen para una vida útil de 100 años o más y al ser sistemas bien conocidos y generalmente superficiales, no presentan problemas de fallos.

**Tabla 14: Tiempo medio entre fallos de los elementos más relevantes de una planta termosolar.**

Equipo	MTBF	R(t=1año)
<b>Cimentación y estructura</b>		
Zapatas de hormigón armado	>100.000h	0,91
Pernos de anclaje	>100.000h	0,91
Soportes para el tubo receptor	>100.000h	0,91
Estructura para soportar los espejos	>100.000h	0,91
Tubo receptor	>100.000h	0,91
<b>Fluido primario</b>		
Sistema de bombeo de fluido primario	34.500 h	0,77
<b>Sistema de seguimiento</b>		
Motores hidráulicos	48.000 h	0,83
Electroválvulas	82.000 h	0,89
<b>Sistema de almacenamiento</b>		
Tanques de grandes dimensiones	>100.000h	0,91
Sales fundidas	22.000 h	0,67
<b>Sistema de generación de electricidad</b>		
Intercambiador de calor	8.000 h	0,33
Turbina	24.000 h	0,69
Pre-calentador	18.000 h	0,61
Condensador	26.000 h	0,71
Torre de refrigeración	>100.000h	0,91
<b>Sistema de aire comprimido</b>		
Compresor	17.520 h	0,60
Sistema de tuberías	>100.000 h	0,91



Equipo	MTBF	R(t=1año)
Sistemas de control	19.000 h	0,63

El análisis de fiabilidad se calculará a partir de los Tiempos Medios entre Fallos (MTBF) de cada uno de los equipos, dado que es uno de los indicadores de fiabilidad más empleados. En función del layout de la instalación y empleando las ecuaciones del apartado 6.1.2, se calcula la Ecuación 4, que modela la fiabilidad de este sistema completo.

$$\begin{aligned}
 R(\text{Sistema}) = & \left[ 1 - (1 - R_{\text{Zapatatas}})^{500} \right] \left[ 1 - (1 - R_{\text{Pernos de anclaje}})^{1000} \right] \\
 & \left[ 1 - (1 - R_{\text{Soporte tubo receptor}})^{250} \right] \left[ 1 - (1 - R_{\text{Estructura espejos}})^{250} \right] \\
 & \left[ 1 - (1 - R_{\text{Tubo receptor}})^{250} \right] \left[ 1 - (1 - R_{\text{Motor hidraulico}})^{500} \right] \\
 & \left[ 1 - (1 - R_{\text{Electro válvula}})^{500} \right] \\
 & \left[ (R_{\text{Fluido primario}})(R_{\text{Sistema de bombeo fluido primario}})(R_{\text{Sales}}) \right. \\
 & \left. (R_{\text{sistema de bombeo sales}})(R_{\text{Intercambiador de calor}})(R_{\text{Pre-calentador}})(R_{\text{Turbina}}) \right. \\
 & \left. (R_{\text{Condensador}})(R_{\text{Sistema de aire comprimido}})(R_{\text{Sistema de control}}) \right]
 \end{aligned}$$

#### Ecuación 4: Ecuación de la fiabilidad del sistema

Aplicando los valores mostrados en la Tabla 14 en la Ecuación 4, se obtienen los siguientes resultados:

- La fiabilidad del sistema de captación será la unidad, es decir, la disponibilidad de la instalación será completa. Esto es debido a que los sistemas de captación se encuentran en paralelo y por lo tanto, aunque uno o varios se encuentren fuera de servicio no provocará la parada de la instalación completa y por lo tanto, no se dejará de exportar electricidad. La minoración en la electricidad exportada dependerá del número de equipos que se encuentren fuera de servicio.
- La fiabilidad a un año del resto de los equipos es baja (1,43%) debido a que son sistemas en serie y por lo tanto, si uno tiene una avería la instalación completa quedará fuera de servicio.

Dado que esta fiabilidad resulta sin duda excesivamente arriesgada en el momento de oferta para garantizar los valores comprometidos al cliente, se valora la posibilidad de mejora mediante la introducción de un análisis de sensibilidad. Para ello se pueden tomar las siguientes medidas:



- Incrementar la fiabilidad de los equipos que más influyen en la fiabilidad total del sistema, aumentando la calidad de los mismos, a costa de un incremento en el coste total de la instalación.
- Modificación de layout, instalando sistemas en paralelo que aumenten la fiabilidad del conjunto.

#### 6.1.2.4. Mejora de la fiabilidad.

Debido a que la fiabilidad de los elementos en serie es baja, se valora estudiar cómo influye la fiabilidad de cada equipo en la fiabilidad total del sistema. El objetivo es valorar como influye la fiabilidad de cada elemento en la fiabilidad total del sistema y poder determinar los elementos más importantes, en los que sería positivo invertir una mayor cantidad de dinero en equipos con una mayor fiabilidad.

Para ello, se incrementará y disminuirá el valor de MTBF un 20% para cada uno de los elementos del sistema que se instalarían en serie, obteniendo la Tabla 15.

Tabla 15: Análisis de sensibilidad MTBF.

Elemento	MTBF +20%	MTBF	MTBF -20%
Fluido primario	30.000 h	25000 h	20.000 h
Sistema de bombeo de fluido primario	41.472 h	34.560 h	27.648 h
Sales fundidas	26.400 h	22.000 h	17.600 h
Intercambiador de calor	9.600 h	8.000 h	6.400 h
Turbina	28.800 h	24.000 h	19.200 h
Pre-calentador	21.600 h	18.000 h	14.400 h
Condensador	31.200 h	26.000 h	20.800 h
Compresor	21.024 h	17.520 h	14.016 h
Sistemas de control	22.800 h	19.000 h	15.200 h

Teniendo en cuenta los valores de MTBF para cada uno de los elementos del sistema se calcula la fiabilidad para cada valor empleando la Ecuación 1, obteniendo los siguientes valores:

Tabla 16: Variación de la fiabilidad en función del MTBF de cada elemento.

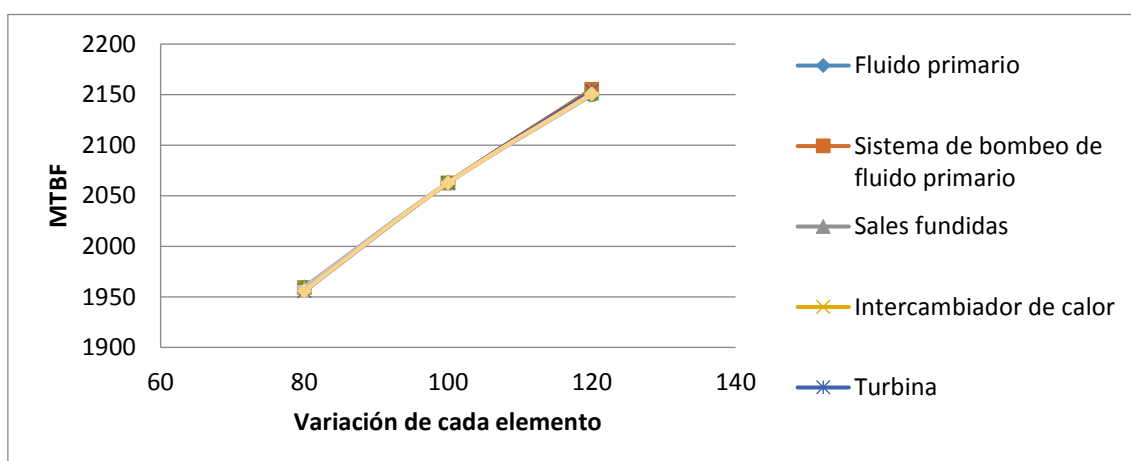
Elemento	Fiabilidad +20%	Fiabilidad	Fiabilidad -20%
Fluido primario	0,845	0,704	0,564
Sistema de bombeo de fluido primario	0,931	0,776	0,621
Sales fundidas	0,806	0,672	0,537
Intercambiador de calor	0,401	0,335	0,268





Elemento	Fiabilidad +20%	Fiabilidad	Fiabilidad -20%
Turbina	0,833	0,694	0,555
Pre-calentador	0,738	0,615	0,492
Condensador	0,857	0,714	0,571
Compresor	0,728	0,607	0,485
Sistemas de control	0,757	0,631	0,504

Con estos valores, se podrá calcular la variación de la fiabilidad total del sistema en función de la variación de fiabilidad de cada elemento independiente, de tal modo que, para ello se empleará la Ecuación 4. Estos valores se representan en la , después de ser transformados a MTBF empleando la Ecuación 1.



Gráfica 1: Variación de la fiabilidad del sistema en función de la fiabilidad del componente.

Posteriormente se calcula la pendiente para cada uno de los elementos, los cuales se muestran en la Tabla 17.

Tabla 17: Pendiente de cada elemento.

Elemento	Pendiente
Fluido primario	4,89348746
Sistema de bombeo de fluido primario	4,89876497
Sales fundidas	4,79613089
Intercambiador de calor	4,86582417
Turbina	4,94544444
Pre-calentador	4,76715785
Condensador	4,78630476
Compresor	4,74971745
Sistemas de control	4,86729484



Los elementos con mayor pendiente serán los que más influyen en la fiabilidad total del sistema y por lo tanto, los más favorables para invertir en una mayor calidad que implique un aumento de su fiabilidad:

- Turbina
- Sistema de bombeo de fluido primario
- Fluido primario
- Intercambiador de calor
- Sistemas de control.

#### **6.1.2.5. Modificación de layout de la instalación**

Otra posibilidad es modificar el Layout de la instalación para incrementar el valor de la fiabilidad total del sistema, para ello se propone duplicar algunos equipos críticos, a continuación se enumeran los equipos críticos calculados en el apartado anterior:

- Turbina
- Sistema de bombeo de fluido primario
- Fluido primario
- Intercambiador de calor
- Sistemas de control

De todos estos elementos, no sería factible duplicar la turbina, dado que tendría un coste muy elevado e inasumible por el promotor. Pero por el contrario, sí que sería factible duplicar las bombas de fluido primario, teniendo un equipo de reserva. Se podrían tener reservas de fluido primario empleándolas en caso de emergencia, así como, en el mantenimiento de la instalación durante la cual se producirán mermas de fluido. En el caso del intercambiador de calor es un equipo con un coste elevado, pero debido a que su vida útil no es muy grande no tendría una gran repercusión tenerlo duplicado. Por último, el sistema de control podría tenerse en redundancia al menos de los principales equipos como PLCs, fuentes y módulos (E/S, convertidores de señal...) de tal modo que si se produjese un fallo, el tiempo de fuera de servicio se reduciría al mínimo necesario para cambiar los equipos.

El coste total de estas medidas no implicaría un desembolso muy significativo y sí que tendrían una gran repercusión en la fiabilidad total del sistema, dado que si se duplicasen estos equipos, la fiabilidad total del sistema sería de un 5%. Esto implica que la fiabilidad se incrementaría aproximadamente en 3,5 veces.



## 6.2. Efecto de los riesgos sobre los resultados económicos

Durante la fase de estudio el cliente suele proporcionar las condiciones climatológicas (aunque estas no suelen ser muy precisas), el lugar donde se hará la instalación, etc. El objetivo de todas las empresas es ser la adjudicataria de la instalación, y para ello, se deben tomar ciertos riesgos tanto técnicos, como económicos.

Para realizar el análisis económico de los parámetros técnicos de la instalación, se empleará la herramienta *System Advisory Model*, la cual permite calcular la fluctuación de unas variables de salida en función del valor de unas variables de entrada.

La configuración de estos sistemas supone la existencia de centenares de parámetros técnicos y del entorno. Por ellos los riesgos derivados de las variables se dividirán en tres grupos:

- Técnicos
- Económicos y
- Otros riesgos.

De cada uno de los grupos se escogen unas cuantas variables, las consideradas más relevantes y se estudia su influencia sobre los cambios en el proyecto.

### 6.2.1. Riesgos Técnicos

Como se ha visto en el apartado anterior, uno de los mayores problemas técnicos de este tipo de instalaciones es la baja fiabilidad de algunos elementos. Debido a esto los principales riesgos técnicos de estas instalaciones se centrarán en las disponibilidades y eficiencias.

El objetivo de este análisis económico de los riesgos técnicos del sistema, no es otro que saber cómo varía cada uno de estos parámetros en el retorno de la inversión. En este caso, las variables técnicas que se consideran más importantes son:

- Disponibilidad del campo solar
- Factor neto de conversión
- Eficiencia del ciclo de conversión de energía térmica a energía eléctrica

Con el objetivo de uniformizar los datos, en todo momento se comparará el valor de la variable de entrada con el Valor Actual Neto (VAN). De tal modo que, se podrá evaluar como fluctúa dicho valor en función de la variable de entrada.

Los datos de partida serán los empleados en el modelo base del apartado 5.3. En la Tabla 18 se representan los valores con los que se realizará las simulaciones:

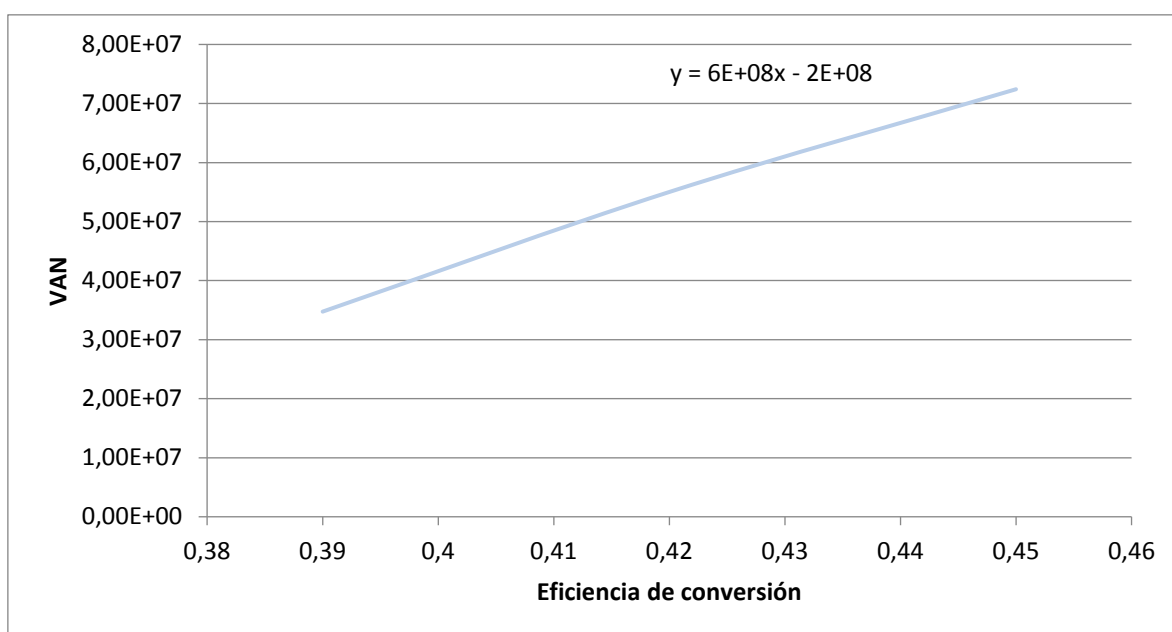


Tabla 18: Valores de los parámetros técnicos de la instalación-

Parámetro	Valor inferior	Valor base	Valor superior
Disponibilidad del campo solar	0,97	0,98	0,99
Factor neto de conversión	0,89	0,92	0,95
Eficiencia del ciclo de conversión	0,39	0,42	0,45

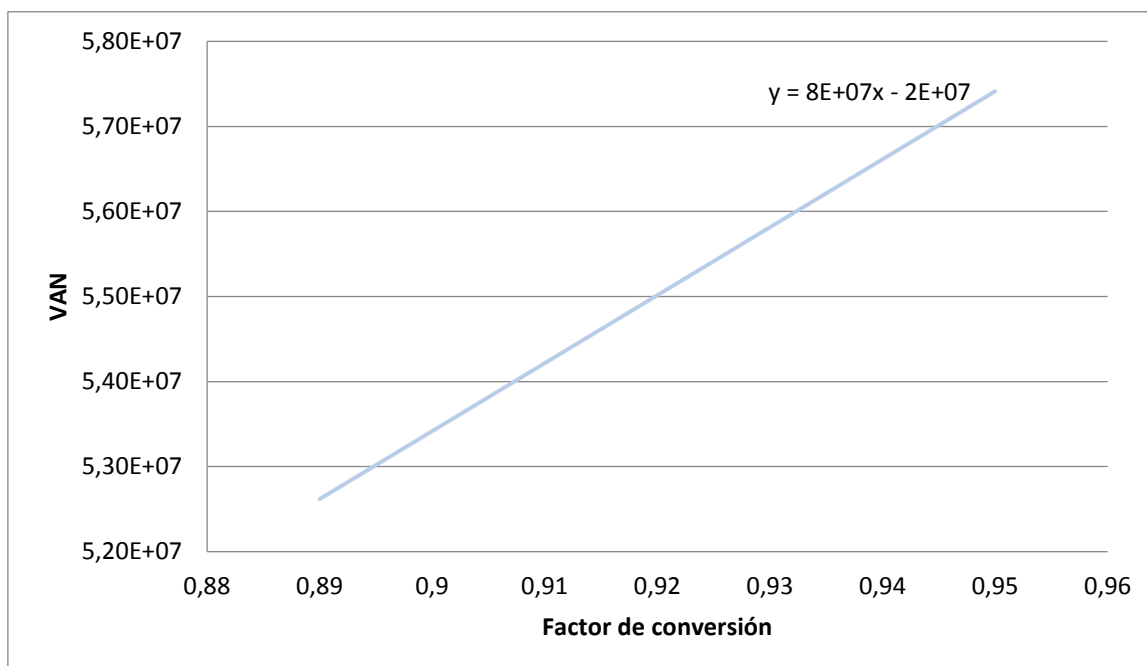
Con los valores obtenidos del modelo para los valores anteriores se representarán las gráficas correspondientes, calculando la línea de tendencia de la misma.

En el primer caso, tal y como cabría esperar, el VAN aumenta a medida que lo hace la eficiencia de la conversión, en la Gráfica 2 se representa dicha simulación:



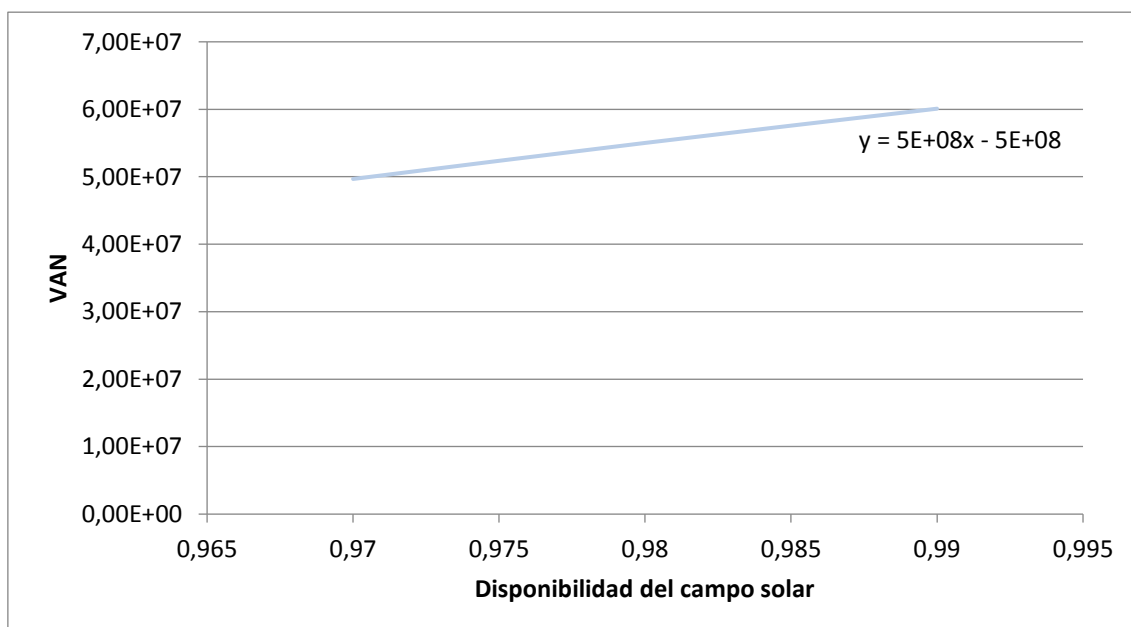
Gráfica 2: Variación del VAN respecto a la eficiencia de conversión.

Para el caso del factor de conversión, el VAN aumenta a medida que lo hace el factor de conversión, en la Gráfica 3 se representa la simulación.



Gráfica 3: Variación del VAN respecto al factor de conversión.

La disponibilidad del campo solar influirá en el número total de horas que el campo estará disponible para poder generar electricidad, una mayor disponibilidad implica, por lo tanto, una mayor producción de electricidad, unos ingresos mayores y un VAN mayor. En la Gráfica 4 se representa la simulación.



Gráfica 4: Variación de VAN respecta a la disponibilidad del campo solar.



## 6.2.2. Riesgos económicos

Los compromisos adquiridos con el cliente hacen que un fallo en el cálculo de los ingresos o en el retorno de la inversión, ponga en duda la viabilidad de la empresa entera, debido a las penalizaciones firmadas con el cliente.

Hay ciertos valores, como el precio de la electricidad que no tiene porqué ser fácilmente calculable, dado que en algunos países esta electricidad está subvencionada, en otros esta electricidad debe competir en igualdad de condiciones con la producida en plantas convencionales, etc. Un error en este parámetro hace que los ingresos del proyecto, y por lo tanto, el retorno de la inversión.

### 6.2.2.1. Tipos de riesgos

El objetivo de este modelo económico es comprobar cómo fluctúa el VAN, en función de la variación de ciertos parámetros económicos. Para realizar el modelo, se han seleccionado los siguientes parámetros económicos:

- Precio de venta de la energía
- La tasa de descuento
- Ratio de inflación
- Periodo de análisis

Los datos de partida serán los empleados en el modelo base del apartado 5.3, en la Tabla 19: Valores de los parámetros económicos de la instalación. se representan los diferentes valores que se simularán para cada parámetro.

Tabla 19: Valores de los parámetros económicos de la instalación.

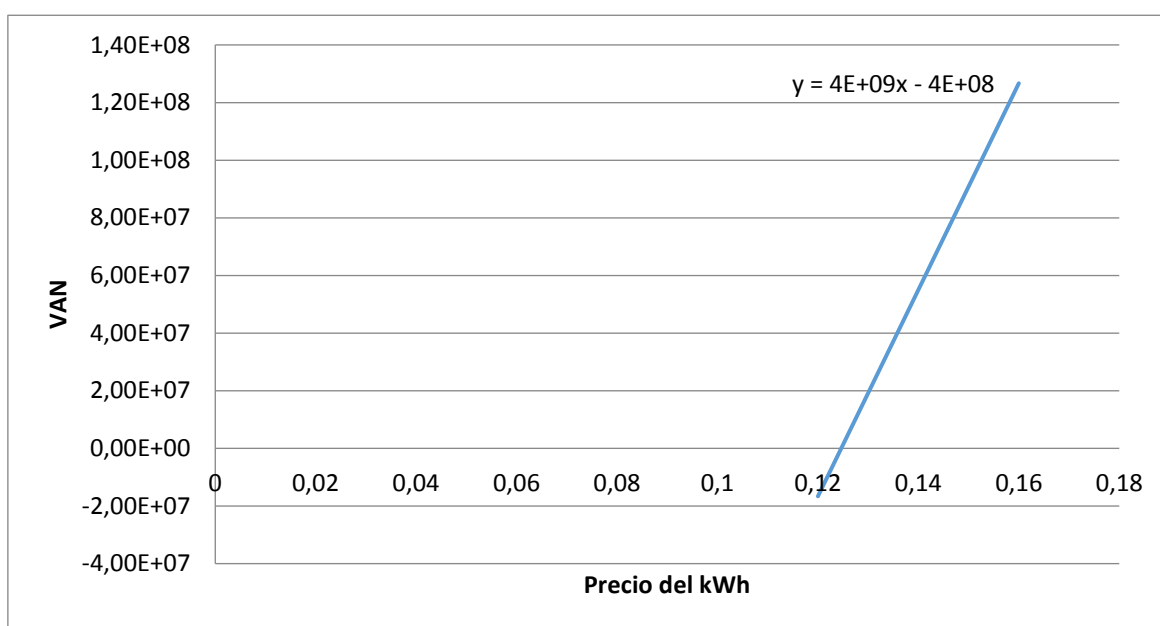
Parámetro	Valor inferior	Valor base	Valor superior
Periodo de análisis [años]	20	25	30
Tasa de inflación	1	3	5
Tasa de descuento	4	6	8
Precio de la electricidad [\$/kWh]	0,12	0,14	0,16



### 6.2.2.2. Análisis de la sensibilidad

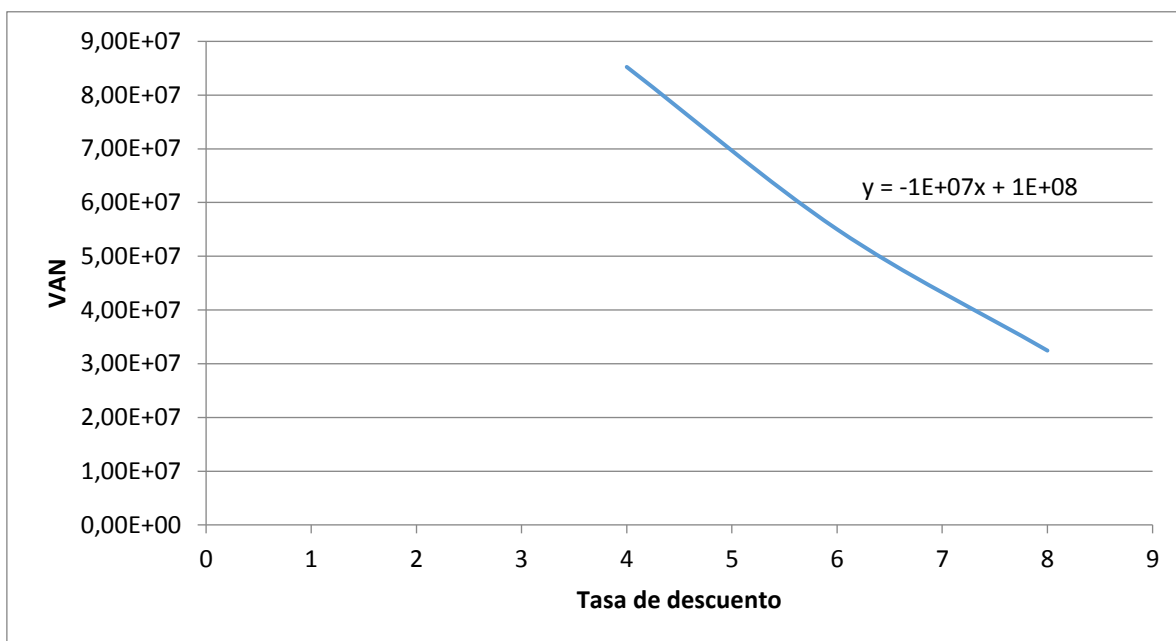
Al igual que en apartado anterior, se calculará el VAN para cada uno de los casos de la tabla anterior, dichos valores se representarán en una gráfica y se calculará la línea de tendencia que modelizará dicho parámetro.

En el primer caso, el precio de la energía en ciertos proyectos no es fijo y debido a que la cantidad de kWh producidos es enorme, una pequeña variación de tan solo unos céntimos, puede hacer que se ganen o se pierdan millones. En la Gráfica 5 se representa la variación de VAN respecto al precio del kWh.



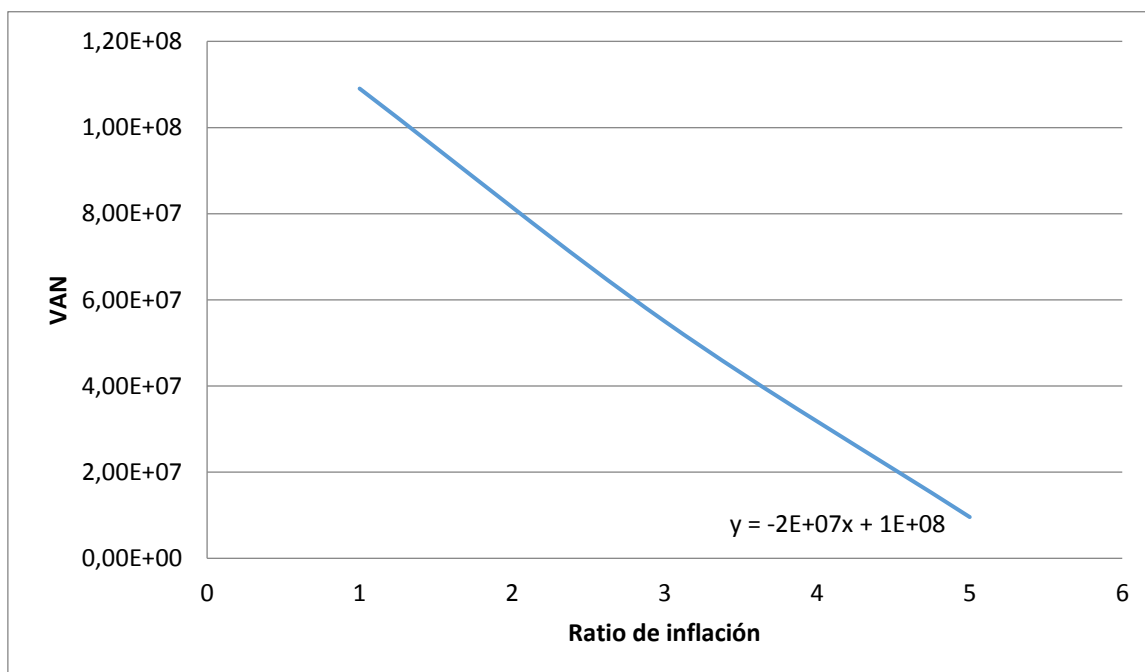
Gráfica 5: Variación del VAN respecto al precio del kWh.

La tasa de descuento influye negativamente en el cálculo del VAN y por eso, un aumento de la tasa de descuento implica que el VAN disminuya. En la Gráfica 6 se representa la variación del VAN en función de la tasa de descuento exigida al proyecto.



Gráfica 6: Variación del VAN respecto al precio a la tasa de descuento.

El ratio de inflación hace que variar el valor del dinero, dado que no es constante en el tiempo. El valor del VAN disminuirá conforme aumente el valor del ratio de inflación. En la Gráfica 7, se representa la relación entre ambos valores y la ecuación que rige dicha relación.



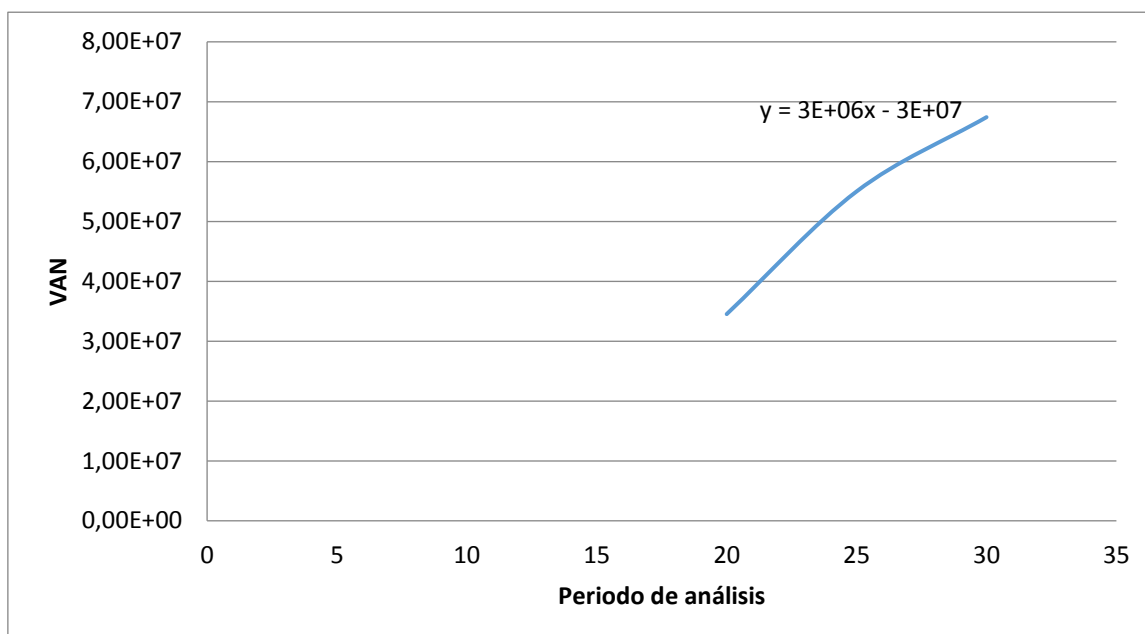
Gráfica 7: Variación del VAN respecto al precio al ratio de inflación.

El periodo de análisis también influye a la hora de modelizar el retorno de la inversión. Tal y como se puede ver en la Gráfica 8, hay un cambio de tendencia en la curva para un periodo de





valuación de 25 años. A partir de ese valor, la pendiente decrece y por lo tanto, incrementar el periodo de evaluación no resulta tan rentable.



Gráfica 8: Variación del VAN respecto al periodo de análisis.

### 6.2.3. Otros riesgos

Hay ciertos parámetros que no son ni técnicos, ni económicos, pero que también influyen en el análisis de la inversión, estos riesgos son principalmente los costes variables y fijos de generación debido a mantenimientos, operación...

Estos valores no son fácilmente calculables dado que dependerán de factores poco modelizables, como por ejemplo:

- Uso de la instalación
- Condiciones meteorológicas y geográficas
- Calidad de los equipos

#### 6.2.3.1. Tipos de riesgo

Para intentar modelizar todos estos parámetros se han elegido tres costes que permitirán modelizar el VAN. En la Tabla 20 se representan los tres parámetros seleccionados, con los valores que se usarán para modelizar el sistema.

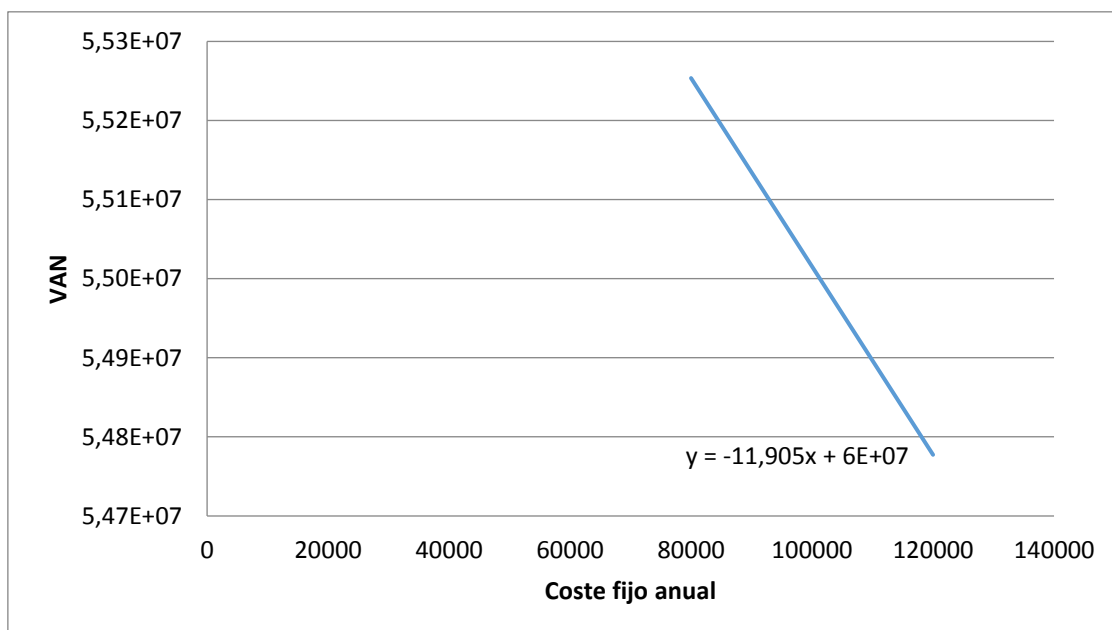


Tabla 20: Valores de otros parámetros de la instalación.

Parámetro	Valor inferior	Valor base	Valor superior
Coste anual fijo	80.000	100.000	120.000
Coste fijo por capacidad	45	50	55
Coste variable por generación	1	2	3

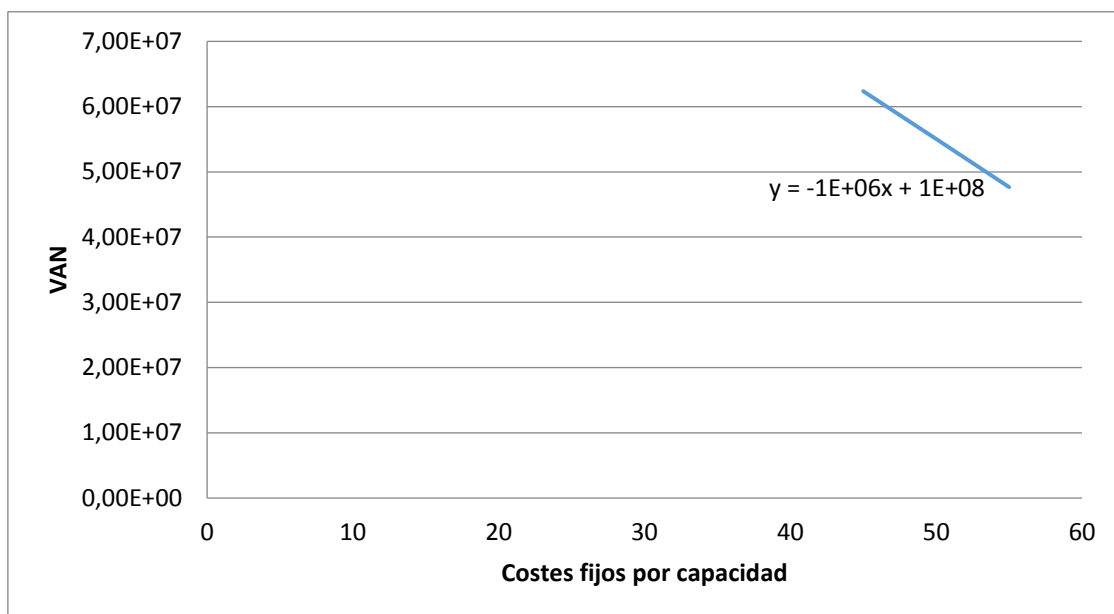
### 6.2.3.2. Análisis de sensibilidad

La instalación tendrá unos costes fijos simplemente por el hecho de estar operativa, estos costes son debidos a servicios auxiliares, mantenimientos anuales, inspecciones... En la Gráfica 9 se representa la variación del VAN respecto a los costes fijos de la instalación, así como la línea de tendencia entre ambos parámetros.



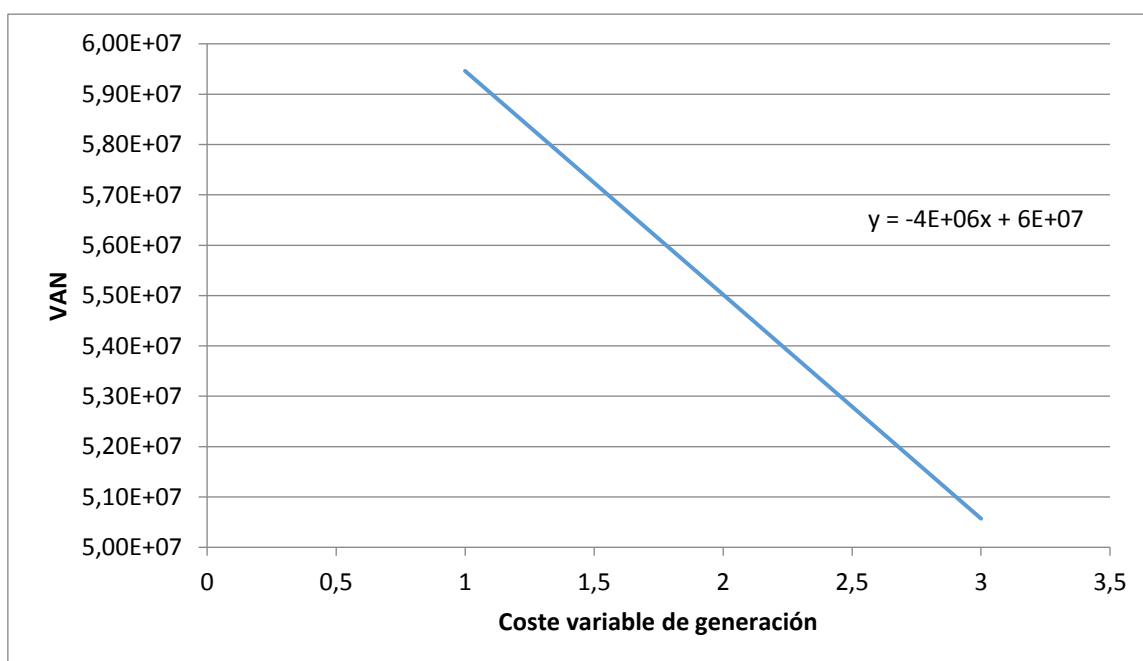
Gráfica 9: Variación del VAN respecto al coste fijo anual.

La instalación tendrá unos costes fijos por el hecho de tener una cierta potencia instalada, como pueden ser impuestos, inspecciones... En la Gráfica 10 se representa la variación del VAN respecto a los costes fijos por capacidad, así como la línea de tendencia entre ambos parámetros.



Gráfica 10: Variación del VAN respecto a los coste fijos por capacidad.

En la planta habrá unos costes variables en función de la generación debido principalmente a mantenimientos que hay que realizar a los equipos cada cierto número de horas de funcionamiento, impuestos... En la Gráfica 11 se representa la variación del VAN en función de los costes variables de generación, así como la línea de tendencia entre ambos valores.



Gráfica 11: Variación del VAN respecto al coste variable por generación.



## 7. Conclusiones

Como consecuencia del trabajo realizado se puede obtener una serie de conclusiones:

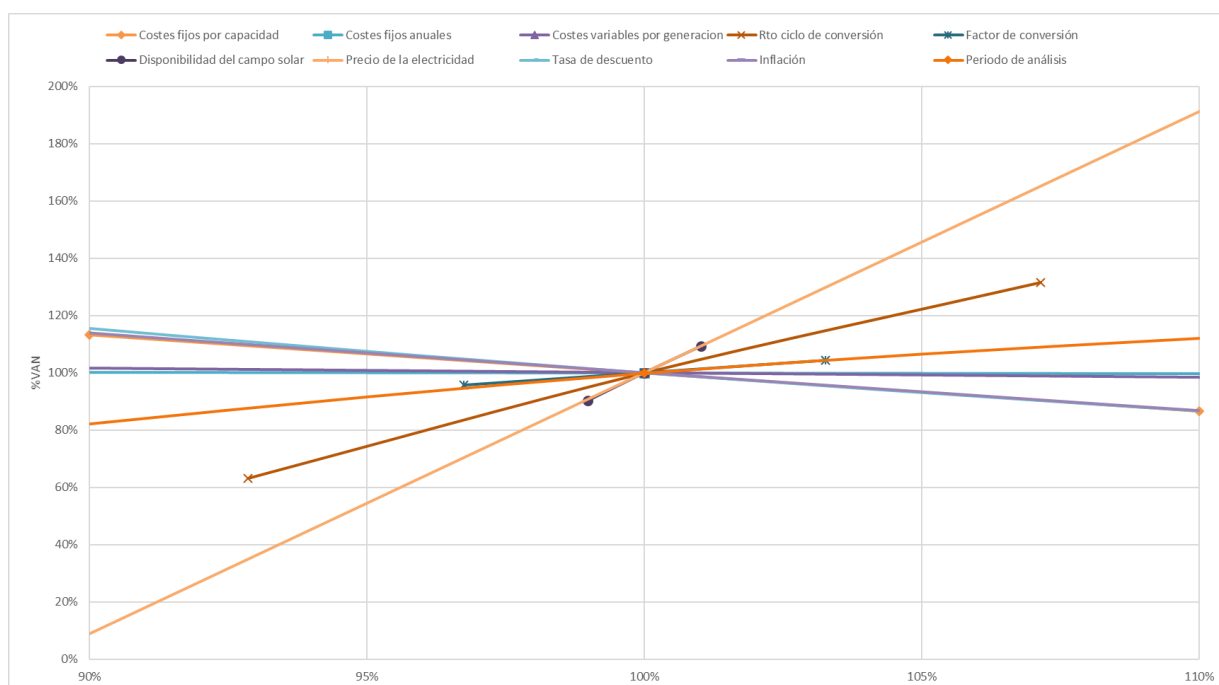
- Las energías renovables son tecnologías emergentes que son de vital importancia para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a la producción de electricidad.
- Actualmente, este tipo de instalaciones se adjudican mediante contratos *Project Finance* en los que las empresas deben pujar no solo por el diseño y construcción de dichas plantas sino también por la operación de las mismas durante un periodo de tiempo estipulado en el pliego de condiciones.
- Debido a la escasa experiencia en el diseño, construcción y operación de plantas termosolares, es de vital importancia poder calcular las estimaciones de fiabilidad de la instalación, debido a que constituyen un elemento de vital importancia para elaborar la oferta. Una falta de precisión en la oferta no solo pondría poner en riesgo el proyecto, sino la viabilidad de la empresa completa.
- Esta escasez de datos está fuertemente condicionada por la novedad de la tecnología que no permite conocer cómo se comportarán los equipos con el paso del tiempo, dado que la implantación de las más antiguas se realizó en un periodo muy inferior a su ciclo de vida.
- La fiabilidad de los equipos de las plantas termosolares es baja, a pesar de que tienen equipos en común con las instalaciones convencionales de producción de electricidad. Esto es debido a los numerosos ciclos a los que se la somete, dado que, la instalación solamente se encuentra a plena carga en las horas centrales del día, estando apagada durante la noche.
- Para incrementar la fiabilidad de la instalación, se ha evaluado la incidencia de la fiabilidad de cada equipo en la fiabilidad completa del sistema, obteniendo los equipos críticos. A pesar de que la gran serie de equipos hace que la influencia individual de cada uno de ellos sea pequeña, es posible determinar algunos cuya mejora influye más sobre el resultado final. Dichos equipos serán, por tanto, los más indicados para incrementar su fiabilidad a costa de un mayor precio de adquisición.
- El análisis mediante AMFE permite obtener una serie de riesgos de carácter técnico priorizados cuya repercusión sobre la oferta puede ser evaluada por el ofertante.



Gracias al NPR se detectan como más relevantes los problemas relacionados con el sistema de control, el sistema de seguimiento y la turbina.

- El análisis de sensibilidad demuestra que, de los diferentes riesgos en los que incurre un ofertante y explotador de una planta de estas características no están ligados a los aspectos de operación sino a los económicos y muy especialmente al precio de la energía. La seguridad jurídica en la regulación de precios debe ser un factor crítico a la hora de afrontar este tipo de proyectos. Esto hace que, sin embargo, en el caso de realizar sólo garantías sobre la producción el riesgo disminuya en gran medida puesto que el más peligroso no está presente.

**Figura 11: Análisis comparativo de las 10 variables más relevantes.**



- El factor técnico más importante es el rendimiento del ciclo de conversión, muy por encima de la disponibilidad. Puesto que, para un diseño dado, el rendimiento está básicamente relacionado con el mantenimiento de los medios de operación, las curvas demuestran que es más interesante aumentar el mantenimiento a costa de incrementos de coste de operación e incluso de pérdida de horas de disponibilidad, puesto que, un pequeño incremento del rendimiento del ciclo de conversión tiene una gran influencia sobre el valor final, es decir, sobre el rendimiento.

Por último, la combinación de todas estas técnicas permite realizar un análisis holístico de los riesgos y actuar en función de la tolerancia al riesgo de cada organización.



## 8. Referencias

### Bibliografía

Asociación Española de la Industria Termoeléctrica. *Protermosolar*. <http://www.protermosolar.com/honorificos/el-sector-en-cifras/> (último acceso: 02 de 04 de 2017).

Capros, E3M-Lab: Prof. P. «Energy, transport and GHG emissions trends to 2050.» 2016.

Fenosa, Gas Natural. *Ciclos combinados de gas natural: tecnología punta y desarrollo sostenible*. <http://www.gasnaturalfenosa.es/es/conocenos/compromiso+y+sostenibilidad/cambio+climatico/energias+responsables/1297101993224/ciclos+combinados.html> (último acceso: 24 de 03 de 2017).

Garrido, Santiago García. *Principios de funcionamiento de las centrales solares termoeléctricas*. Guía, Madrid: Gráficas Arias Montano, 2012.

—. *Renovetec*. <http://www.renovetec.com/averiashabitualertermosolar.html> (último acceso: 22 de 05 de 2017).

—. *Renovetec*. [http://www.renovetec.com/articulos/presupuestomantenimiento\\_termosolar.html](http://www.renovetec.com/articulos/presupuestomantenimiento_termosolar.html) (último acceso: 22 de 05 de 2017).

Moreno, Antonio Ros. 10 de 2010. <http://www.mailxmail.com/curso-mantenimiento-industrial-2-3/mantenimiento-industrial-fiabilidad-equipo> (último acceso: 22 de 05 de 2017).

Opex Energy. *Principio básico de funcionamiento de una planta termosolar*. <http://opex-energy.com/termosolares/index.html> (último acceso: 25 de Marzo de 2017).

PIB *Midiendo la Riqueza de un Pais*. <http://www.pib.com.es/> (último acceso: 19 de 03 de 2017).

Shahan, Zachary. *Reuters*. 20 de junio de 2011. <http://www.reuters.com/article/idUS110444863620110620> (último acceso: 25 de marzo de 2017).

Villasante, Cristobal. *Energías Renovables (Tekniker)*. <http://www.sc.ehu.es/sbweb/energias-renovables/temas/termoelectrica/revision/revision.html> (último acceso: 26 de Marzo de 2017).



## 8.1. Referencias de Internet

<https://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/Guia-tecnica-de-la-energia-solar-termoelectrica-fenercom-2012.pdf>(Acceso 10/02/2017)

<http://www.energiza.org/24-termosolar/354-introduccion-a-la-energia-termosolar>(Acceso 17/03/2017)

<http://www.sc.ehu.es/sbweb/energias-renovables/temas/termoelectrica/revision/revision.html> (Acceso 17/03/2017)

<http://www.protermosolar.com/honorificos/que-es-tipos-de-plantas-beneficios/>(Acceso 20/03/2017)

[http://opex-energy.com/termosolares/centrales\\_termosolares.html](http://opex-energy.com/termosolares/centrales_termosolares.html)(Acceso 20/03/2017)

<http://www.madrimasd.org/blogs/energiasalternativas/2011/04/26/131177>(Acceso 21/03/2017)

[http://opex-energy.com/termosolares/funcionamiento\\_termosolar.html](http://opex-energy.com/termosolares/funcionamiento_termosolar.html) (Acceso 22/03/2017)

<http://www.pdcahome.com/3891/amfe-guia-de-uso-del-analisis-modal-de-fallos-y-efectos/>(Acceso 02/05/2017)

<https://www.sulzer.com/es/Industries/Power-Generation/Solar/Parabolic-Trough-with-Molten-Salt-Heat-Storage>(Acceso 20/06/2017)